Fatores que Controlam
A
Ocorrência de Petróleo

Por Carlos Walter Marinho Campos

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

Rev

FATORES QUE CONTROLAM A OCORRÊNCIA DE PETRÓLEO

POR

CARLOS WALTER MARINHO CAMPOS

Notas da aula de encerramento do Curso de Geologia do Petróleo oferecido pela Universidade de Brasília em 1976.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

DEPEST-SEDOT

ÍNDICE

Página

1. INTRODUÇÃO ---------- 1

2. BACIAS SEDIMENTARES ---------- 5

3. A DISTRIBUIÇÃO DO PETRÓLEO NA CROSTA TERRESTRE --- 8

4. A CLASSIFICAÇÃO DAS BACIAS SEDIMENTARES . --------- 10

   4.1- Bacias Cratônicas ---------- 10
   4.2- Bacias Extracontinentais ---------- 13
   4.3- Tipo I ---------- 18
   4.4- Tipo II ---------- 19
   4.5- Tipo III ---------- 20
   4.6- Tipo IV ---------- 21
   4.7- Tipo V ---------- 21
   4.8- Tipos VI e VII ---------- 22
   4.9- Tipo VIII ---------- 23

5. ÁREAS PREFERENCIAIS DA ACUMULAÇÃO DE PETRÓLEO ---- 24

6. VOLUMES DE PETRÓLEO ---------- 27

7. CONDICIONANTES BÁSICAS DAS ACUMULAÇÕES DE PETRÓLEO 29

8. FATORES QUE CONTROLAM A OCORRÊNCIA DE PETRÓLEO --- 35

   8.1- Arquitetura da Bacia Sedimentar - Evolução Tectônica ---------- 35
   8.2- Os Lito e Biofácies Relacionados às Rochas Geradoras e aos Reservatórios ---------- 37

ÍNDICE - F.2

Página

8.3- As Discordâncias ---------- 42
8.4- Relações Temporais Entre a Migração e Acumulação de Petróleo ---------- 44
8.5- Lavagem dos Reservatórios ---------- 45
8.6- Profundidade dos Objetivos - Temperatura e Porosidade ---------- 47
8.7- Evaporitos ---------- 52
8.x A Evolução da Matéria Orgânica nos Sedimentos 53

9. A EXAUSTÃO DOS RECURSOS PETROLÍFEROS ---------- 59
9.1- O Crescimento Exponencial ---------- 61

I L U S T R A Ç Õ E S

Figura nº 1 - Esquema ambiental generalizado dos turbiditos Candeias, de Carozzi et alii, 1976.

Figura nº 2 - Alguns tipos de bacias sedimentares. Adaptado de Sloss, 1962.

Figura nº 3 - Distribuição mundial dos campos gigantes de petróleo quanto ao tipo de reservatório e idade (Moody, 1972).

Figura nº 4 - Distribuição mundial das bacias sedimentares com campos gigantes de óleo e gás e zonas de dobramentos (adaptado de Klemme, 1970).

Figura nº 5 - Tipo de bacias sedimentares associadas à zona de subducção e bacias cratônicas (adaptado de Dickinson, 1974).

Figura nº 6 - Sutura crustal resultante da colisão de placas com bacias marginais: fases de evolução (adaptado de Dickinson, 1974).

Figura nº 7 - Espessura total dos sedimentos da Bacia do Maranhão.

Figura nº 8 - Figura esquemática mostrando arqueamento crustal na área do Mar Vermelho e Golfo de Aden (Cloos, 1951).

Figura nº 9 - Tipos de bacias sedimentares associadas à expansão da crosta oceânica: "rift" e "pull-apart" (adaptado de Dickinson, 1974).

Figura nº 10 - Bacia do Recôncavo, arenitos do Santiago Inferior, mostrando desenvolvimento de lobos deltáicos (adaptado de Horschutz et alii, 1973).

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

Figura nº 11 - Modelo de bacia selada evaporítica: (a) geometria esquemática da bacia e distribuição das salmouras e (b) seção mostrando restrição, direção do fluxo da água e refluxo da salmoura (adaptado de Briggs, 1958; Krumbein e Sloss, 1963).

Figura nº 12 - Esquema crosta continental - transicional - oceânica (Dickinson, 1974).

Figura nº 13 - Seção esquemática através do delta do Mississippi (a) com seqüências sedimentares típicas (b). Adaptadas de Coleman e Gagliano (1964), Fisher e MacGowen (1967) e Fisher (1969).

Figura nº 14 - Distribuição idealizada de sedimentos deltáicos com correspondentes dos deltas do Mississippi e Niger (adaptado de Klein, 1974).

Figura nº 15 - Bacias cratônicas, Klemme, 1975.

Figura nº 16 - Bacias paleozóicas brasileiras: localização e seções geológicas.

Figura nº 17 - Bacia do Acre: situações geográfica e geológica.

Figura nº 18 - Campo de petróleo em bacia tafrogênica (Sergipe-Alagoas) associado a evaporitos.

Figura nº 19 - Bacias de crosta intermediária, segundo Klemme, 1975.

Figura nº 20 - Distribuição das reservas de petróleo segundo as feições principais das bacias sedimentares (Knebel e Rodriguez-Eraso, 1956).

Figura nº 21 - Bacias sedimentares, Levorsen, 1954.

Figura nº 22 - Isópacas do Andar Aratu e acumulações associadas, Bacia do Recôncavo.

Figura nº 23 - Distribuição mundial dos campos gigantes nas bacias sedimentares (Moody, 1972).

Figura nº 24 - Quantidade de petróleo recuperável de $1m^3$ de arenito petrolífero.

Figura nº 25 - Distribuição por classe de volumes dos campos da Bacia do Recôncavo, Bahia (adaptação de Vieira e Weyler, 1968).

Figura nº 26 - Bacia do Recôncavo - Seção geológica transversal.

Figura nº 27 - Bacia do Amazonas mostrando arcos regionais.

Figura nº 28 - Sistemas Deposicionais, formando uma "banda de sistemas", durante o Terciário Inferior.

Figura nº 29 - Condições básicas necessárias para a acumulação de petróleo em uma bacia sedimentar.

Figura nº 30 - Seção esquemática na Bacia Sergipe-Alagoas mostrando progradação dos sistemas que constituem a Formação Piaçabuçu.

Figura nº 31 - Lâmina de reservatório da Formação Açu, Bacia Potiguar, mostrando porosidade obliterada por diagênese ácida.

Figura nº 32 - Relações favoráveis entre matrizes e reservatórios através de discordância angular e em reservatórios lenticulares.

Figura nº 33 - Ocorrência de óleo em anticlinais de compensação associada a falhas de crescimento relacionadas com a presença de sal.

Figura nº 34 - Campo de Trompeteros - Peru.

Figura nº 35 - Acumulação de petróleo associada à barreira de permeabilidade e fluxo hidrodinâmico (adaptada de Berg, 1975).

Figura nº 36 - Províncias diagenéticas da Formação Açu - Bacia Potiguar (Meyer et alii, 1975).

Figura nº 37 - Gráfico mostrando variação de porosidade com a profundidade em reservatórios de idades diferentes (adaptado de Franke e V. Silva, 1975).

Figura nº 38 - Relação entre tamanho dos grãos e conteúdo de quartzo (Davies e Ethridge, 1955).

Figura nº 39 - Relação entre tamanho dos grãos e conteúdo de quartzo (Davies e Ethridge, 1975).

Figura nº 40 - Diminuição da porosidade (Δ t): com a profundidade para um mesmo poço e com a idade para mesmas profundidades.

Figura nº 41 - Variação da porosidade com a profundidade em rochas do cretáceo (Maxwell, 1964).

Figura nº 42 - Variação da porosidade de arenitos com a profundidade (Maxwell, 1964).

Figura nº 43 - Variação da porosidade com a profundidade e temperatura (Maxwell, 1964).

Figura nº 44 - Tipos de acumulações associadas a domos de sal.

Figura nº 45 - Gráfico Tempo x Temperatura em diferentes bacias sedimentares (adaptado de Connan, 1974).

Figura nº 46 - Gradientes geotérmicos e velocidade da ação química com aumento da temperatura (adaptado de Klemme, 1969).

Figura nº 47 - Gráfico mostrando os estágios da geração de hidrocarbonetos em relação à profundidade x temperatura (adaptado de Burst, 1969).

Figura nº 48 - Gráfico da distância vertical entre as zonas produtoras e o nível de desidratação das argilas no Golfo do México, Klemme, 1969.

Figura nº 49 - Comparação dos tempos de formação de vários recursos físicos. O tempo é mostrado em escala logarítmica. Para facilitar as comparações, os tempos de duração também são expressos numa es

cala que comprime a evolução da Terra a uma semana (adaptado de Drury, 1972).

Figura nº 50 - Gráfico comparativo das funções $f(t) = 10t$ e $f(t) = 100 \times 1,07^{(t-10)}$.

Figura nº 51 - Relação modelo admitida entre os recursos naturais consumidos por pessoa e a produção industrial por pessoa (adaptado de Meadows et alii, 1972).

Figura nº 52 - Declínio da reserva mundial de petróleo, assumindo crescimento exponencial do consumo de 6,9% ao ano (adaptado de Drury, 1972).

Figura nº 53 - Produção mundial de petróleo, seu comportamento e projeção exponencial para o ano 2.000.

Figura nº 54 - Ciclo completo da produção de petróleo (adaptado de Drury, 1972).

Figura nº 55 - Variação anual da descoberta provada, da produção e da reserva na Bacia do Recôncavo, Bahia (adaptado de Vieira e Weyler, 1968).

Tabela I - Campos gigantes de óleo (Uspenskaya, 1972).

Tabela II - Campos gigantes de gás (Uspenskaya, 1972).

Tabela III - Condições básicas para a existência de uma acumulação de petróleo (A).

Tabela IV - Parâmetros utilizados na avaliação de uma bacia por prospecto.

Tabela V - Composição e textura de rochas deltaicas (Davies e Ethridge, 1975).

Tabela VI - Variação da porosidade (%) com o diâmetro e seleção de areias limpas (Beard e Weyl, 1973).

Tabela VII - Variação da permeabilidade com o diâmetro e seleção de areias limpas (Beard e Weyl, 1973).

Tabela VIII - Recursos naturais não-renováveis considerados

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

mais importantes para a indústria (adaptado de Meadows et alii, 1972).

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

1. INTRODUÇÃO

Pretende-se mostrar, ao longo desta palestra, a importância da correlação entre os fatos da ocorrência de recursos minerais e as condições geológicas que os tornaram possíveis. Quanto mais perfeita essa correlação, maiores serão as oportunidades de avaliar-se corretamente o potencial de recursos minerais onde se conhece um conjunto de condições geológicas. Por outro lado, em uma área inexplorada, poder-se-á caminhar objetivamente para a identificação de certas condições geológicas que, se presentes, terão proporcionado a existência de certas jazidas minerais.

Moore (1962) lembra que "as componentes essenciais do método científico são a experiência e a teoria. As experiências são observações planejadas do mundo físico. A teoria procura relacionar os fatos observados às idéias. Essas idéias aparecem geralmente sob a forma de modelos simplificados que, por sua vez, se baseiam na experiência de cada dia".

A exploração de petróleo apóia-se, irrestritamente, no método científico e, portanto, consiste em relacionar fatos observados às idéias, por meio de teorias. Fatos observados, nos primórdios da indústria do petróleo, originaram idéias relacionadas pela famosa teoria anticlinal da acumulação de petróleo que tão frutíferos resultados produziu e ainda produz. A teoria anticlinal não poderia, contudo, relacionar alguns fatos novos observados com as idéias então geralmente aceitas. Descobriram-se campos de petróleo em

trapas que não se configuravam como anticlinais. Isso não invalidou a teoria anticlinal, mas demonstrou que devia haver uma teoria mais geral da qual aquela já formulada fosse um caso particular. Mais de cinco décadas se passaram até que se consolidasse uma nova teoria mais geral - a teoria hidrodinâmica da acumulação de petróleo (Hubbert, 1954).

A experiência de explorar petróleo, ou qualquer outro recurso mineral, constitui uma observação planejada do mundo físico e é justamente nesse planejamento que se deve correlacionar fatos da ocorrência de cada recurso mineral com as condições geológicas que os tornaram possíveis. Ao surgir uma idéia, constrói-se um modelo simplificado. Os modelos geológicos da ocorrência e acumulação de petróleo tornam-se cada vez mais completos, porém muito ainda lhes falta para reunir, com precisão, as condições que pretendem representar. Os modelos são modificados para incluir novas idéias, decorrentes de novos fatos observados, num processo de aproximações sucessivas. A Fig. 1 mostra um modelo conceitual do mecanismo de deposição das areias produtoras de petróleo do Campo de Candeias na Bacia do Recôncavo, Bahia (Carozzi et alii, 1976).

Considerações sobre o método científico são divulgadas hoje desde os livros-texto do curso médio e lembradas, em muitas oportunidades, no curso universitário. Apesar disso, é surpreendente como ainda se confundem idéias ou hipóteses com fatos, sem levar em conta o método das múltiplas hipóteses de trabalho, adotando hipóteses isoladas e passando logo à teoria predileta. Para comunicarem-na utilizam-se, frequentemente, o verbo achar, dizendo: eu acho isso ou aquilo. É a "achologia".

A decisão de investir na exploração de petróleo e de gás natural numa determinada área resulta, naturalmente, da expectativa de ali existirem acumulações desses recursos naturais capazes de proporcionarem o resultado econômi

co adequado. Essa expectativa se forma em conseqüência de uma correlação entre os fatos ligados à ocorrência de petróleo e as condições geológicas constatadas. Um desses fatos, por exemplo, é que nas áreas onde afloram rochas ígneas e metamórficas não ocorre petróleo ou gás natural. Correlacionando esse fato com as condições geológicas das vastas áreas do Escudo Brasileiro, conclui-se ser nula a expectativa de ali existirem acumulações de petróleo ou de gás natural. A ausência de acumulações significativas nas colunas sedimentares formadas por espessos pacotes de rochas argilosas, com baixíssimas permeabilidades, constitui outro fato da ocorrência de petróleo. Esse fato, relacionado com as condições geológicas observadas nas imensas massas argilosas presentes nas colunas pró-deltáicas, conduz a uma reduzida expectativa quanto à presença de petróleo numa coluna sedimentar desse tipo. Cita-se ainda o fato de estar a maior parte do petróleo das bacias cratônicas concentrada sobre os grandes arcos intra-basinais. O conhecimento desse fato da ocorrência de petróleo conduz à concentração de esforços na busca de prospectos relacionados com essas feições estruturais nas bacias cratônicas.

Fatos como os mencionados, não fortuitos, decorrem da presença de certos parâmetros que controlam a presença de petróleo e de gás natural ou, generalizadamente, de hidrocarbonetos. A correlação será tanto mais válida quanto mais correta for a identificação desses parâmetros e a interpretação de sua influência no processo de geração e da acumulação. Ao ser descoberta uma acumulação de petróleo, deve-se sempre investigar se os fatores que a controlam são os mesmos antecipados. Caso não sejam, será necessário verificar que fatores contribuiram para formá-la. Por outro lado, um insucesso deve ser objeto de análise aprofundada visando verificar quais os fatores antecipados ausentes, bem como melhorar as previsões futuras.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

As previsões de potenciais petrolíferos de uma área, bacia sedimentar ou mesmo de países inteiros, sem considerarem a presença ou a ausência dos fatores que controlam as acumulações de hidrocarbonetos, carecem de qualquer credibilidade e podem conduzir a grandes desastres econômicos. A pesar das inúmeras advertências a respeito da importância desses fatores e dos fracassos decorrentes da atitude de ignorá-los, ainda existem aqueles que simplesmente "acham" uma área muito promissora, sem poderem explicar convincentemente porque!

Embora não se possa apresentar nessa oportunidade um exame exaustivo dos parâmetros que controlam as acumulações de petróleo, assunto que tomaria o espaço de um volume impresso, ou o tempo de um curso de alguns meses, tentar-se-á caracterizá-los de maneira a deixar bem clara a sua importância na exploração.

O autor agradece a colaboração do colega Modesto V. Dauzacker, inestimável na organização dessas notas. Contribuiu com o esforço de organizar o texto, as ilustrações e ainda com oportunas sugestões.

2. BACIAS SEDIMENTARES

Como ressalta Chapman (1973), a geologia do petróleo é, em grande parte, a geologia das bacias sedimentares, pois essas feições geológicas constituem o "habitat" do petróleo.

As bacias da crosta terrestre, em sentido amplo, resultam da mobilidade da litosfera. Os seus movimentos horizontais e verticais constróem relevo topográfico da ordem da dezena de quilômetros.

As bacias da crosta terrestre que interessam aos geógrafos são depressões da litosfera preenchidas por água ou pelo ar. Aos geólogos interessam as depressões da litosfera preenchidas, durante certo intervalo do tempo geológico, por rochas estratificadas e vulcânicas, repousando sobre um embasamento constituído de rochas plutônicas e metamórficas com espessuras que vão até vários quilômetros. Essas bacias recebem sedimentos que se consolidam em rochas sedimentares, daí o nome bacias sedimentares. A forma da bacia sedimentar é definida pela superfície das rochas plutônicas e metamórficas que formam seu assoalho. Os sedimentos contêm o registro da história do preenchimento das bacias sedimentares, que poderá ter sido completo (bacias empanturradas) ou incompleto (bacias famintas).

Não há uma definição precisa e concisa de bacia sedimentar. As bacias sedimentares são áreas da crosta terrestre, continental, oceânica ou transicional onde, devi

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

do à subsidência, se acumulam sedimentos durante um certo intervalo de tempo, com espessuras significativas maiores do que nas áreas adjacentes (Fig. 2).

Há vários pontos vagos nessa definição. A partir de que espessura acumulada de sedimentos pode-se considerar que exista uma bacia sedimentar? Alguns metros? Alguns quilômetros? Qual a relação entre a espessura dos sedimentos depositados em uma bacia sedimentar e à daqueles depositados nas áreas adjacentes? Qual o intervalo do tempo geológico considerado mínimo para a formação de uma bacia sedimentar?

Na superfície terrestre existem áreas sob erosão, donde sai material para a constituição de sedimentos, áreas onde não há erosão ou deposição significativas, denominadas neutras e áreas onde os sedimentos se depositam. As bacias sedimentares são ativas enquanto nelas estiver ocorrendo a deposição de sedimentos. A espessura sedimentar deve atingir uma determinada grandeza, usualmente da ordem de alguns quilômetros, para que a bacia sedimentar constitua um ambiente adequado à geração de petróleo.

Os sedimentos devem ser sepultados a profundidades onde existam condições adequadas de pressão e temperatura. A profundidade necessária à transformação da matéria orgânica em petróleo depende do grau geotérmico, variável com as condições geológicas locais. Seria, desse modo, impraticável especificar exatamente a espessura da coluna sedimentar necessária à constituição de uma bacia sedimentar portadora de petróleo. Sabe-se que essa espessura é várias vezes superior àquela dos sedimentos presentes nas áreas adjacentes da bacia, onde há sedimentação lenta ou mesmo erosão.

Uma bacia sedimentar pode se formar durante

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

intervalos de tempo relativamente pequenos, ou durante grandes intervalos do tempo geológico. Existem acumulações de petróleo descobertas em sedimentos cuja idade varia desde a cambriana (600 milhões a.) até a quaternária (1 milhão a.).

O estudo geológico das bacias sedimentares tem grande interesse econômico, pois nelas se encontram recursos minerais que apresentam vital importância para as atividades industriais, além do petróleo e do gás natural, cuja importância para o bem estar dos povos é sobejamente conhecida.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

3. A DISTRIBUIÇÃO DO PETRÓLEO NA CROSTA TERRESTRE

A freqüência e o tamanho das acumulações de petróleo na crosta terrestre varia entre extremos marcantes, quer se considerem hemisférios, continentes, países ou áreas particulares de uma bacia sedimentar. Esses extremos vão desde micro-acumulações, sem valor comercial, até a gigantescos campos de petróleo onde existem volumes recuperáveis superiores a uma dezena de bilhões de metros cúbicos. Uspenskaya (1972) lista campos gigantes de petróleo e de gás natural como mostram as Tabelas I e II.

A incidência do petróleo varia também com os vários períodos geológicos. A Fig. 3, adaptada de Moody (1972), mostra essa variação com o tempo geológico e com a litologia.

O Golfo do México, o Mar das Caraibas, a Mesopotamia e o Golfo Pérsico são regiões conhecidas como polos do petróleo. Aí existem acumulações onde se concentram grandes volumes de petróleo (Halbouty et alii, 1970) em reservatórios de idade mesozóica e terciária. Os reservatórios terciários contribuem com 24% do petróleo e do gás natural dos campos gigantes já encontrados no mundo, enquanto os reservatórios paleozóicos contribuem com apenas 13%. Excluindo o Golfo Pérsico, as rochas terciárias contêm 40%, as mesozóicas 39% e as paleozóicas 21% do petróleo e do gás natural contidos nos campos gigantes do mundo (Halbouty et alii, 1970). A contribuição dos reservatórios triássicos e silurianos é modes-

tíssima quando comparada com a exuberância dos mesozóicos (*).

As proporções acima mencionadas são representativas, uma vez que os campos gigantes (**) contêm cerca de 67% do petróleo já descoberto.

Há uma notável faixa arqueada em U com 1250 a 2000 km de largura e 10000 km de comprimento, desde a Argélia Central até o Oceano Artico, que contêm 58% dos campos gigantes de petróleo e de gás natural do mundo (Halbouty et alii, 1972) (Fig. 4). A explicação dessa circunstância, embora ainda desconhecida, poderia estar de algum modo relacionada com a orogenia herciniana. Seguramente, seria do maior interesse ligar mais esse impressionante fato da ocorrência do petróleo às condições geológicas que o determinaram.

A incidência de petróleo varia entre extremos também muito afastados dentro de uma única bacia sedimentar. Encontram-se, em qualquer bacia sedimentar, áreas onde não existe petróleo algum e áreas com alto índice de produtividade. Weeks (1965), ao estimar os recursos petrolíferos marítimos, considera áreas das classes que denominou de A, B e C. Cerca de 4% de uma área da classe A tem a produtividade mínima de 1.375.000 m^3/km^2 e 2,5% da classe B a produtividade mínima de 786.000 m^3/km^2.

(*)- Os volumes recuperáveis globais, incluindo petróleo e gás natural, são computados usando o fator de equivalência calorífica:

1.068,65 m^3 de gás — 1 m^3 de petróleo
6.000 pés3 de gás — 1 barril de petróleo

(**)- Segundo Uspenskaya (1972), campos gigantes de petróleo e de gás natural são aqueles com um volume recuperável mínimo de 1.400 milhões de barris de petróleo e 8 trilhões de pés cúbicos de gás, respectivamente. Segundo Halbouty et alii (1972), esses mesmos limites ficam entre 500 milhões de barris e 3,5 trilhões de pés cúbicos.

7540-000-06
7540-000-0

4. CLASSIFICAÇÃO DAS BACIAS SEDIMENTARES

As classificações das bacias sedimentares têm evoluido através dos tempos. As atuais receberam forte influência da tectônica de placas: teoria integradora de extrema versatilidade e geralmente aceita pelos geólogos de petróleo em substituição à clássica teoria geossinclinal. Ainda recentemente, foi publicado um simpósio editado por A. G. Fisher e S. Judson: Petroleum and Global Tectonics (Princeton University Press-Princeton, New Jersey), onde se correlacionam os fatos da ocorrência do petróleo com as condições geológicas que os determinaram, como recomenda Weeks (1961). A teoria da tectônica de placas aplica-se com a mesma eficiência à correlação entre fatos da ocorrência de outros recursos minerais e as condições geológicas que prevaleceram durante a formação desses recursos.

Klemme (1975) e Dickinson (1974) classificam as bacias sedimentares de acordo com a moderna teoria da tectônica de placas. As considerações de Dickinson (1974) contribuem para a caracterização genética dos tipos de bacias sedimentares propostos por Klemme (1975).

4.1 Bacias Cratônicas

As bacias cratônicas são aquelas que se desenvolvem nos cratons da crosta terrestre. Klemme distingue entre as bacias cratônicas, as dos Tipos I, II e III, respectivamente: interior simples, intracontinental-composta e os rifts.

Dickinson (1974) divide as bacias cratônicas do tipo interior simples em infra e supracontinentais (Fig. 5). Segundo ele, essas bacias constituem o tipo de mais difícil interpretação em termos de tectônica de placas, se excluídas aquelas relacionadas aos cinturões orogênicos intracontinentais, como os Urais. Neste último caso, podem ser analisadas em termos das bacias originais, modificadas pela colisão de orógenos (Fig. 6).

As bacias intraplaca infracontinentais se destacariam das supracontinentais por terem a sua coluna sedimentar sobre um embasamento que se atenua parcialmente, talvez ao longo de um rift abortado, havendo condições de expressiva subsidência local da crosta sob grande carga sedimentar. Em muitos casos, as bacias infracontinentais tendem a ser alongadas, podendo, entretanto, ter forma equidimensional. Um cinturão alongado de separação continental incipiente poderia dar origem a uma cadeia de bacias infracontinentais isoladas.

Poder-se-ia especular se as bacias paleozóicas do Amazonas e do Paraná não teriam algumas características que lembrassem bacias infracontinentais do tipo descrito por Dickinson (1974).

A Bacia do Paraná seria vista como um rift abortado, pelo menos durante sua fase evolutiva nos tempos mesozóicos, quando extravasaram imensos volumes de rochas basálticas. Já a Bacia do Maranhão, piriforme, seria do tipo supracontinental, repousando sua coluna sedimentar sobre a crosta continental normal, como indicam várias perfurações em suas áreas mais profundas. A despeito disso, também ali houve expressivas intrusões de diques e soleiras de diabásio e extrusões de basalto, estas comparativamente localizadas (Fig. 7).

Dickinson (1974) lembra o movimento de uma placa da litosfera sobre uma astenosfera irregular para explicar a subsidência epirogenética temporária. Esse mecanismo seria, entretanto, insuficiente para justificar a subsidência permanente e em grande escala das bacias supracontinentais no cenário tectônico intraplaca.

Klemme (1975) insere entre as bacias cratônicas as intracontinentais compostas ou do Tipo II.

Nas zonas de subducção do tipo andino, a litosfera na retaguarda do arco magmático possui uma componente do movimento relativo à astenosfera subjacente em direção ao arco. Forma-se assim um cinturão de falhas de empurrão que avançam para a retaguarda do arco. As áreas montanhosas resultantes lançam entulhos nas bacias constituídas entre o arco magmático e o craton. As bacias que se desenvolvem ao longo da faixa entre o craton e o arco da margem continental recebem a denominação de pericratônicas (Fig. 5). Os estratos são fluviais, deltáicos e marinhos, depositados em terrenos baixos da faixa pericratônica. Quando depositados sobre seqüências sedimentares previamente deformadas, o fazem como em uma bacia sucessora. Sua fonte são os terrenos altos do arco magmático, principalmente as camadas mais antigas e soerguidas no cinturão de falhas de empurrão, havendo contribuição significativa das áreas do craton em posição oposta.

Entre as bacias cratônicas de Klemme (1975), encontram-se aquelas do tipo graben ou rift (Tipo III). Essas feições tectônicas se iniciam com um arqueamento pré-rift, como ilustra a Fig. 8, retratando a região do Mar Vermelho. O magmatismo peralcalino (*) é característico dessa

---

(*)- Magma com teor de Al superior a Na+K (Classif de Shand).

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

fase, ocorrendo próximo à crista de amplos domos com diâmetros da ordem de 200 a 250 km. A fase seguinte é a do rift propriamente dito, iniciada quando a crosta se encontra sob tensão suficiente, formando-se então grabens e meio-grabens (Fig. 9). Nos vales dos rifts existem camadas vermelhas intercaladas com rochas vulcânicas. Os grabens, originalmente confinados ao arqueamento inicial, prolongam-se, constituindo uma faixa de rifts onde, eventualmente, haverá o rompimento do continente. Forma-se um golfo proto-oceânico e, finalmente, um oceano estreito que se alarga paulatinamente, constituindo novos tipos de bacias sedimentares (Tipo V de Klemme).

Os sedimentos depositados nas bacias sedimentares da fase rift são essencialmente continentais, formando-se, muitas vezes, espessos pacotes lacustrinos com deltações características, como ocorre na Bacia do Recôncavo (Fig. 10). Ao formar-se o golfo proto-oceânico, há, freqüentemente, deposição de espessos pacotes de evaporitos sucedidos por uma seqüência marinha típica, já em fase de oceano aberto.

É nessas circunstâncias que em golfos, enseadas e lagos, formam-se as chamadas bacias seladas, possuidoras de condições excepcionalmente favoráveis à deposição e preservação da matéria orgânica necessária à geração de petróleo (Fig. 11).

4.2 Bacias Extracontinentais

As bacias extracontinentais de Klemme (1975) se enquadram em vários tipos genéticos descritos por Dickinson (1974), incluindo-se aí as bacias ligadas às chamadas faixas de sutura. A gênese dessas últimas envolve espessos blocos crustais que se soldam por colisão quando a litosfera, conduzindo-os, atinge a zona de subducção ao longo de uma região de convergência de placas. Esse episódio ocorre

após o consumo de toda a litosfera oceânica interveniente (Fig. 6).

A colisão conduz à justaposição, contra outros blocos crustais, ao longo da faixa de sutura, de elementos tectônicos do sistema arco-trincheira que incluem vários tipos de bacias sedimentares.

As faixas de sutura contêm elementos deformados de diversos tipos de seqüências sedimentares formadas nas bacias oceânicas, tanto nas margens separadas pela expansão do assoalho oceânico quanto naquelas do sistema arco-trincheira. Durante o processo da colisão forma-se um tipo especial de bacia extracontinental que Dickinson (1974) denomina periférico (Fig. 6). Com a inflexão da litosfera, logo antes da colisão, a borda do bloco continental é deprimida, constituindo-se uma bacia pericratônica periférica à faixa de sutura e sobre a placa sob consumo. À medida que o processo da colisão for sendo sustado, a subsidência na bacia periférica poderá reverter-se em expressivos soerguimentos.

O oceano previamente existente entre os blocos colidentes se restringe continuamente, terminando por ser evacuado e deixando como registro espessas seqüências de evaporitos, como exemplifica o Golfo Pérsico que seria um braço de mar remanescente. Os Zagros representariam a zona de amarrotamento causada pela colisão.

Os depósitos mais característicos das bacias periféricas são cunhas de clásticos distribuídas em direção ao craton sob a forma de camadas fluviais e deltáicas, lançadas da zona de sutura adjacente à margem continental. Como dificilmente a colisão ocorre ao longo de toda a face dos blocos colidentes, a frente de transição entre a área já suturada e o segmento ainda a suturar migra ao longo da faixa

de sutura de modo a formar terras altas de um lado e oceanos remanescentes do outro, na frente de sutura (Dickinson, 1974). É nesses oceanos remanescentes onde se podem formar notáveis bacias de sedimentação com excelentes condições para a geração de petróleo. A excepcionalmente produtiva bacia do Oriente Médio, classificada como periférica a uma faixa de sutura, certamente teve conjugados em ótimo grau os fatores que controlam a ocorrência de petróleo. Admite-se que sua gênese muito tenha contribuído para essa conjugação.

As bacias da crosta intermediária, quando se formam nas margens continentais criadas pela expansão do fundo oceânico, ligam-se geneticamente às bacias intracontinentais do tipo rift, a partir das quais evoluiram. O esquema da zona de transição entre a crosta continental e a crosta oceânica tomado de Dickinson (1974) ilustra, convenientemente, a natureza da região onde se encontram as bacias da crosta intermediária denominadas de afastamento ou separação (pull-apart) (Fig. 9). Nas margens do tipo atlântico encontra-se a crosta quasecontinental atenuada e recortada por grandes falhas de gravidade mergulhando para o oceano, muitas vezes acompanhadas de falhas conseqüentes, também de gravidade, mergulhando contra o continente. Encontra-se ainda crosta quaseoceânica, onde intercalam-se sedimentos e basaltos (Fig. 12).

A atenuação da crosta continental se deve ao estiramento por falhas de distensão em níveis crustais superiores, admitindo-se fluxo pseudo-plástico em níveis inferiores. Os sedimentos depositados em áreas de atenuação da crosta repousam sobre rochas do embasamento continental onde a crosta teve sua espessura reduzida - é a crosta quasecontinental.

Entre a crosta continental atenuada e a crosta tipicamente oceânica ocorre a crosta quaseoceânica, mais

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A

espessa do que a oceânica normal, embora com ela guardando afinidades e suportando uma sedimentação contemporânea com o vulcanismo dentro de um rift incipiente. Derrames, diques e soleiras são comuns.

Importantes para o geólogo de petróleo que explora bacias encravadas nesse cenário tectônico são os mecanismos atuantes durante a subsidência, mecanismos esses que determinam a arquitetura do fundo da deposição. Importante também é a evolução do regime térmico que controla o fluxo de calor do manto para a carga sedimentar depositada na bacia.

Os sedimentos trazidos continuamente para a margem continental pelos agentes transportadores, em geral, constituem prismas sedimentares espessos onde se observa a progradação em direção ao oceano (Fig. 9). Há uma seqüência de fácies onde, verticalmente, sucedem-se: argilas de águas mais profundas, intercalações de areias, estas passando a predominar na direção ascendente e, finalmente, areias depositadas em águas rasas onde, em ambiente adequado, crescem bancos calcários, usualmente situados na borda da plataforma continental contemporânea. São comuns os depósitos de areias de águas profundas, carreadas talude abaixo ao longo de grandes vales submarinos associados à drenagem do continente.

Em áreas onde as condições marinhas são adequadas e onde desembocam no mar grandes rios, formam-se imensos pacotes sedimentares deltáicos, entre os quais citam-se aqueles dos rios Mississippi e Niger por serem conhecidos em maior detalhe (Figs. 13 e 14).

Algumas características genéticas desses depósitos, importantes para o geólogo de petróleo, se asso-

PETROBRÁS PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

ciam intimamente às características genéticas da própria bacia sedimentar onde se formam.

As bacias situadas na transição entre as crostas continental e a oceânica, na região de consumo de placas, possuem, muitas vezes, elevado potencial petrolífero (Fig. 5). Antes de mergulhar na trincheira, o assoalho oceânico se eleva devido à inflexão da litosfera. A trincheira constitui uma fossa oceânica cujo talude mais íngreme baliza a frente tectônica. No fundo da trincheira são lançados turbiditos, acima dos leitos sedimentares raspados tectonicamente do assoalho do oceano aberto. A zona de subducção poderá ficar mascarada quando o suprimento de sedimentos for grande em relação à taxa de consumo da placa oceânica.

A configuração topográfica e batimétrica no intervalo entre o arco magmático e a trincheira é muito variada. A elevação da soleira presente na borda do talude da trincheira é controlada pelo topo do complexo de subducção que pode emergir como ilhas, ou ficar a 2 ou 3 km de profundidade. O intervalo entre a trincheira e o arco magmático pode conter montanhas, fossas longitudinais, taludes transversais, plataformas rasas, planícies marinhas profundas e vales. A subsidência progressiva é registrada no intervalo arco-trincheira por seqüências espessas de sedimentos pouco deformados que preenchem as bacias de vanguarda do arco. Essas seqüências, como observadas no registro geológico, atingem espessuras de 5 a 12 km. A subsidência é devida à descida de uma placa resistente da litosfera no intervalo entre o arco e a trincheira.

O substrato das seqüências sedimentares das bacias de vanguarda do arco é pouco conhecido, mas tudo indica que os sedimentos repousam sobre elementos deformados mais antigos ou faixas orogênicas e neste caso as bacias de van-

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

guarda do arco seriam bacias sucessoras, usualmente de idade cretácea e terciária. O limite dessas bacias, do lado do arco, é freqüentemente constituído por grandes falhas de gravidade.

As bacias de vanguarda de arco contêm uma variedade de fácies. Há muitos exemplos de sedimentos de plataforma, sedimentos deltáicos e terrestres, bem como turbiditos depositados por correntes longitudinais ou transversais (Dickinson, 1974).

Klemme (1975) grupa as bacias sedimentares em cratônicas e da crosta intermediária. Entre as cratônicas estão as de interior simples (Tipo I), intracontinental-compostas (Tipo II) e "rift" ou "graben" (Tipo III). As bacias da crosta intermediárias incluem a extracontinental (Tipo IV), pull-apart (Tipo V), intramontanas transversais e paralelas (Tipo VI e VII) e os deltas (Tipo VIII).

Apresentam-se a seguir comentários sobre cada tipo de bacia segundo a classificação de Klemme.

4.3 Tipo I

As bacias cratônicas do Tipo I (Figs. 7 e 15) são de grande a médio porte, a topografia é plana, têm a forma de pires ou elipsoidal e um único ciclo tectônico. Encontram-se no interior de áreas continentais circundadas por escudos precambrianos. Os sedimentos dessas bacias são, usualmente, de idade paleozóica com fácies de plataforma ou de embayment. As estruturas principais se relacionam com grandes arcos do embasamento. As trapas são estruturais ou estratigráficas e o petróleo que contêm é de baixa densidade (alto grau API) e de reduzido teor de enxofre. Os campos de petróleo gigantes são pouco freqüentes, registrando-se um na Bacia de Illinois, Estados Unidos.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

As bacias sedimentares brasileiras que se enquadram no Tipo I são as paleozóicas do Amazonas, Paraná e Maranhão (Fig. 16).

Ainda não se conseguiu estabelecer produção de petróleo nessas bacias nacionais. Deve-se observar que entre as bacias do Tipo I existem vários sub-tipos onde os fatores que controlam a incidência de petróleo variam substancialmente. É exatamente por esse motivo que o potencial petrolífero de cada uma pode variar de bom a medíocre.

4.4 Tipo II

As bacias cratônicas do Tipo II são intracontinentais compostas. Geralmente ocupam grandes áreas de porte subcontinental e possuem dois ou mais ciclos de deformação tectônica. Podem ser também pequenas bacias intermontanas (Fig. 15).

Os sedimentos que preenchem as bacias desse tipo são mesozóicos, repousando sobre sedimentos paleozóicos do ciclo tectônico anterior. As bacias do Tipo II localizam-se na periferia de áreas cratônicas. Geralmente produzem petróleo de baixa densidade e com baixo teor de enxofre, quando os reservatórios são clásticos e alto, quando são carbonatos.

As bacias intracontinentais compostas possuem elevada proporção do petróleo já descoberto no mundo. As trapas são estruturais e estratigráficas, estas incluindo os famosos recifes do Canadá. Os evaporitos são comuns e desempenham papel relevante no controle da incidência de petróleo.

Como exemplos de tais bacias sedimentares citam-se as de Alberta, Anadarko, Apalachiama, Montanhas Rochosas (Big Horn e Powder River). Cita-se também a bacia permia

na do Oeste do Texas e Sudeste do Novo México.

No Brasil, ocorrem apenas áreas marginais desse tipo de bacia sedimentar - Bacia do Acre - pertencente à grande bacia sedimentar do oriente andino (Fig. 17). Os sedimentos paleozóicos estão aí dobrados pela orogenia herciniana e sucedidos por sedimentos mesozóicos, principalmente clásticos, do segundo ciclo orogênico.

4.5 Tipo III

As bacias cratônicas do Tipo III, também denominadas tafrogênicas, formam-se em rifts dispostos em graben ou meio-graben. O seu tamanho varia de pequeno a médio (Fig. 15).

As bacias tafrogênicas localizam-se na crosta continental, estendendo-se muitas vezes em direção à margem continental. Em alguns casos se desenvolvem sobre bacias do Tipo II, como exemplifica o graben terciário do Mar do Norte.

O Brasil possui grande número de bacias do Tipo III devido a sua extensa margem continental do tipo atlântico. O preenchimento sedimentar é de idade cretácea inferior a média. Há, freqüentemente, uma cobertura de camadas de idade cretácea superior a terciária.

O petróleo das bacias sedimentares do Tipo III é, geralmente, de baixa densidade e baixo teor de enxofre. Os evaporitos desempenham freqüentemente papel importante na formação das jazidas de petróleo. O exemplo clássico no Brasil de campo situado em bacia tafrogênica com a associação de evaporitos é o do Campo de Carmópolis, Sergipe (Fig. 18).

4.6 Tipo IV

As bacias do Tipo IV (Fig. 19) estendem-se em pequenas bacias oceânicas adjacentes, como acontece no Golfo do México, no Oriente Médio, nas Caraibas, etc. Sua idade é, usualmente, pós-paleozóica, havendo vários subtipos. Algumas se estendem até massas de terras situadas costa-a-fora (IV A) como é o caso do Oriente Médio, onde teria havido colisão de dois blocos continentais. Outras encontram-se ao longo de faixas estreitas entre as duas massas colidentes (IV B) (Bacias Indus e Assam) e ainda outras abrem-se para o oceano, submergindo costa-a-fora. Este é o caso da Costa do Golfo quando da deposição dos sedimentos pré-deltáicos, passando, posteriormente, a constituir uma bacia do Tipo VIII.

Entre as bacias desse tipo encontram-se as mais prolíficas do mundo, nove delas possuindo 86 campos gigantes e 50% dos volumes recuperáveis de petróleo até hoje encontrados na crosta terrestre. Os reservatórios são principalmente mesozóicos, com os carbonatos predominando nos subtipos IV A e B e os arenitos no subtipo IV C. A proporção de gás é pequena nos dois subtipos IV A e C e alta no subtipo IV B. O petróleo tem densidade média com teor intermediário a alto de enxofre.

No Brasil não existem bacias do Tipo IV.

4.7 Tipo V

As bacias do Tipo V são lineares, assimétricas e rebaixadas por falhas de gravidade em costas estáveis. São conhecidas como de afastamento (pull-apart) (Fig. 19).

Essas bacias encontram-se ao longo das margens continentais oriundas da separação de placas da litosfe

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

ra. Os sedimentos que as preenchem são mesozóicos e terciários. As bacias do Tipo III constituiriam a fase inicial da evolução daquelas do Tipo V (Fig. 9). Klemme (1975) informa que até agora foram objeto de exploração limitada costa-a-fora e que o seu potencial petrolífero e o tipo dos hidrocarbonetos que contêm são pouco conhecidos. Esta não seria a situação da margem continental do oeste africano e da margem continental brasileira. Há hoje, apenas no Brasil, 21 equipamentos de exploração e de lavra operando e já se perfuraram 310 poços exploratórios e de lavra. Os petróleos encontrados possuem densidades variáveis entre 16º API e 42º API, sendo os primeiros encontrados em areias-reservatório da Formação Macaé, da Bacia de Campos. O teor de enxofre é baixo.

A taxa de sucesso nas bacias de afastamento do Brasil está em torno de 15%, porém as descobertas são de porte modesto, abaixo de 100 milhões de barris recuperáveis, embora a maioria esteja em fase inicial de avaliação, podendo haver campos já descobertos com volumes recuperáveis bem superiores.

4.8 Tipos VI e VII

As bacias dos Tipos VI e VII são intermontanas de segundo estágio (Fig. 19). Encontram-se ao longo das margens continentais próximas à zona de subducção, apresentando idades que vão de cretácea a terciária. São preenchidas por sedimentos clásticos de um segundo ciclo deposicional repousando sobre rochas mesozóicas, depositadas anteriormente em bacias paralelas à margem continental. Quando outros fatores geológicos são favoráveis, essas bacias podem ter excelente produtividade petrolífera. A diferença entre os Tipos VI e VII é que o primeiro representa bacias transversais à margem continental e o segundo bacias paralelas

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

(Fig. 4). O petróleo dessas bacias possui densidade intermediária, predominando os teores altos de enxofre com relações gás/óleo (RGO) baixas.

As bacias sedimentares de Baku (URSS), Viena (Austria) e área das Caraibas, exemplificam o tipo VI; e as de Sumatra Central, Sumatra do Sul e Sunda, no sudeste da Ásia, o tipo VII. Não existem bacias desses tipos no Brasil.

4.9 Tipo VIII

As bacias do Tipo VIII se representam pelos deltas do Terciário Superior, onde existe drenagem continental de grande porte (Fig. 19).

Essas bacias contêm seqüências deltáicas típicas com falhas de crescimento acompanhadas de anticlinais de compensação e grandes massas diapíricas de folhelho ou de sal ou ambas. O petróleo das bacias do Tipo VIII é usualmente leve e a relação gás/óleo é elevada. O tamanho dos campos fica, em geral, abaixo de 5% do volume recuperável da bacia.

Os exemplos clássicos desse tipo de bacia sedimentar são os deltas do Mississippi e do Niger (Figs. 13 e 14).

No Brasil, existem algumas seqüências deltáicas típicas em áreas das bacias da Foz do Amazonas e de Campos, porém ainda pouco amostradas por perfurações pioneiras.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

5. ÁREAS PREFERENCIAIS DA ACUMULAÇÃO DE PETRÓLEO

A classificação genética que se acaba de apresentar, resumidamente, obtida de Klemme (1975) e Dickinson (1974), representa o instrumento básico de correlação entre fatos da ocorrência de petróleo e as condições geológicas que os determinaram. Estudando cada bacia dentro do seu contexto genético, ter-se-á acesso a detalhes da tecto-sedimentação importantes para o exame de cada um dos compartimentos em que se divide. Correlacionam-se, desse modo, fatos da ocorrência de petróleo com as condições geológicas que as tornaram possíveis e delimitam-se os prospectos mais promissores. Encontram-se assim as causas da larga variação da incidência de petróleo de uma área para outra numa determinada bacia sedimentar e obtêm-se elementos para localizar as regiões preferenciais desse valioso recurso mineral.

Um esforço muito interessante nesse sentido foi o de Knebel e Rodriguez-Eraso (1956).

A Fig. 20, tomada desses autores, é auto-explicativa. Faz-se aqui apenas uma revisão de algumas definições, acrescentando comentários relativos a exemplos nacionais. Os números não possuem maior significação em termos absolutos por estarem desatualizados. O que importa é o conceito: fatos da ocorrência de petróleo contrapostos às condições geológicas.

Os autores consideraram uma bacia sedimentar onde ocorressem as quatro feições de primeira ordem: plataforma, charneira, depocentro e margem móvel. Em muitos ca-

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

sos, nem todas essas feições se representam numa determinada bacia. Assim é que os sedimentos de plataforma poderão ter sido removidos pela erosão, ou poderá não existir a margem móvel.

Levorsen (1954) situa as bacias sedimentares em três categorias: deposicionais, estruturais e compostas. Nas primeiras, ainda se encontram preservadas na periferia feições geológicas indicativas da presença da linha de praia em suas várias posições sucessivas durante a deposição dos sedimentos que formam a sua coluna estratigráfica. Nas bacias estruturais, os contatos entre seqüências sedimentares não se relacionam à periferia e cada seqüência poderá ter espessura mais constante do que nas bacias deposicionais. Grande número de bacias são compostas vertical e horizontalmente. A Fig. 21 mostra esquemas indicativos desses tipos de bacia. A correlação básica de Knebel e Rodriguez-Eraso foi entre a ocorrência de petróleo e as principais províncias tectônicas de uma bacia sedimentar. Verifica-se que o lado mais estável da bacia possui as maiores acumulações. A concepção básica é a que o petróleo gerado na parte mais profunda, ou depocentro, em lamas ricas de matéria orgânica, protegidas da oxidação e sujeitas a condições adequadas de pressão e temperatura, migraria mergulho acima em direção às bordas, atingindo o cinturão da charneira e a plataforma, onde se acumularia em trapas aí presentes. Nessas áreas estariam os reservatórios mais porosos e permeáveis por serem depositados em zonas de alta energia. As areias aí submetidas a uma lavagem eficiente teriam removida a maior parte dos siltes e das argilas. Nas áreas de águas mais rasas e límpidas, se formariam bancos e recifes carbonáticos que constituiriam excelentes reservatórios.

A Fig. 22 mostra um mapa isópaco do Andar Aratu da Bacia do Recôncavo indicando que a espessura dessa uni

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

dade cronoestratigráfica passa a aumentar sensivelmente em torno da isópaca de 700m. Aí se encontrava o cinturão da charneira da Bacia do Recôncavo durante a deposição dessa seqüência sedimentar. A nordeste, situava-se a plataforma de Quiricó-Limoeiro, a sudeste o depo-centro e mais adiante a margem móvel da bacia, onde se depositavam conglomerados sintectônicos. Pode-se observar a incidência de campos de petróleo ao longo do cinturão da charneira.

Em 1972, a Associação Americana de Geológos de Petróleo publicou sua Memória nº 14 (Geology of Giant Petroleum Fields) onde, além de informações estatísticas sobre as grandes acumulações de petróleo e de gás natural, apresenta uma discussão sucinta dos fatores geológicos que controlam a formação de campos gigantes.

Moody et alii (1972) mostram que as áreas da plataforma constituem o habitat preferencial dos campos gigantes em todo o mundo. Os autores esclarecem que usaram o termo plataforma incluindo também áreas do cinturão da charneira (Fig. 23).

7520-000-38

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

6. VOLUMES DE PETRÓLEO

Antes de discutir os fatores que basicamente controlam as acumulações de petróleo, apresenta-se uma rápida revisão do que se entende por volumes originais, volumes recuperáveis e reservas de petróleo.

As considerações seguintes aplicam-se também ao gás natural.

Uma acumulação de petróleo contém um determinado volume desse líquido ocupando o espaço poroso do reservatório. Esse volume pode ser calculado quando existem as seguintes informações:

1. porosidade do reservatório (=Ø)
2. saturação de água (=Sw)

Juntamente com o petróleo ocorre no espaço poroso das rochas-reservatório uma certa quantidade de água. Portanto, sendo Vr o volume da rocha portadora de petróleo e Ø a porosidade, o produto Vr.Ø representa o volume do espaço poroso que contém uma fração Sw de água, restando para petróleo o volume Vr.Ø.(1 - Sw) (Fig. 24). Ao ser trazido para a superfície, sob condições normais de pressão e temperatura, o petróleo libera gás e sofre redução de volume. Por isso, o seu volume será $\frac{Vr.Ø.(1 - Sw)}{Bo}$, onde Bo é o fator de retração, maior do que 1.

Esse é o volume original de petróleo na acumu-

lação. Apenas uma parcela dele pode ser recuperada com a tecnologia atual e sob as condições econômicas vigentes.

O volume $V_R = \frac{Vr.\emptyset.(1 - Sw)}{Bo} \times F_R$ é a parte recuperável do petróleo de uma acumulação, sendo F_R o fator de recuperação.

A porosidade dos reservatórios produtores varia consideravelmente, ficando, usualmente, entre 10 e 35% no caso de jazidas de petróleo e, 5 e 35% tratando-se de acumulações de gás. Reservatórios fraturados poderão ser produtores com porosidades muito inferiores a essas.

A permeabilidade determinará, em grande parte, o fator de recuperação. Quanto maior for, maior será a transmissibilidade dos fluidos da rocha para o poço.

As reservas constituem-se do que resta a produzir do volume recuperável ou $R = V_R - V_P$, onde V_P é o volume já produzido. No início da produção as reservas se confundem com o volume recuperável desde que $V_P = 0$.

É muito comum referir-se a reservas quando se trata de volumes recuperáveis, ou a reservas provadas, o que certamente é uma [illegible] deve-se aplicar o fator de recuperação para obter o volume recuperável (provado para o fator de recuperação estimado) e o fator de retração para obter o volume de petróleo medido no tanque. O volume representativo das reservas, obviamente provadas, será a diferença entre o volume recuperável, corrigido pelo fator de retração, e o volume já produzido.

7. CONDICIONANTES BÁSICAS DAS ACUMULAÇÕES DE PETRÓLEO

Viu-se nas considerações anteriores que a incidência de acumulações de petróleo varia segundo a posição da bacia sedimentar na crosta terrestre, segundo a idade geológica dos reservatórios e segundo a posição da área prospectada na própria bacia sedimentar. Essa variação constitui um fato da ocorrência de petróleo ligado à presença ou ausência e à intensidade de atuação dos fatores que controlam as acumulações de petróleo. Listam-se a seguir seis condições básicas necessárias à constituição de uma acumulação de petróleo (Tabela III).

A existência de campos gigantes requer ainda trapas com grande capacidade de acumulação. Uma bacia sedimentar poderá dispor de um volume elevado de petróleo recuperável sem possuir campos gigantes. Terá nesse caso um grande número de acumulações de pequeno a médio porte distribuídas em trapas de vários tipos.

Kaufman (1962) mostrou que a distribuição das acumulações de petróleo por classe de volumes segue a lognormal, como indica a Fig. 25, representativa dos campos de petróleo da Bacia do Recôncavo, Bahia.

A densidade lognormal de probabilidades é uma função de distribuição de probabilidades em que o logarítimo da variável tamanho do campo tem uma distribuição normal $N(\log \bar{S}, \sigma^2)$

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

$$p(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-1/2 \left(\frac{\log x - \log \xi}{\sigma}\right)^2}$$

ONDE: x = tamanho de campo
ξ = mediana
σ = desvio padrão

Essa função representa-se por uma linha reta quando se utiliza papel probabilidade-logarítimo.

Após um certo histórico de descobertas numa bacia sedimentar se poderá estabelecer a função p(x) com bastante aproximação. A freqüência de campos de uma determinada classe de tamanho poderá ser estimada usando a distribuição teórica de probabilidades estabelecida.

Estudos desse tipo são úteis principalmente para lembrar que, além de ser finita a quantidade de petróleo numa bacia sedimentar, os maiores campos ocorrem com freqüência bem menor do que se desejaria ou do que os ingênuos tomam como base para seus prognósticos.

Ao avaliar uma bacia sedimentar de onde já se possuam informações adequadas, poder-se-á atribuir a cada uma dessas condições pesos variando de 0 a 1, assimilados à probabilidade de sua ocorrência e de acordo com o modelo geológico preconizado. Havendo vários tipos de prospectos, procura-se neles identificar as condicionantes básicas acima mencionadas, atribuindo-lhes as respectivas probabilidades de ocorrência a níveis adequados. Os fatores a, b, c, d, e e f, se admitidos como eventos independentes, podem ser tratados pela lei da multiplicação das probabilidades como um único fator A.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

Supondo (Tabela III):

a = 0,9
b = 0,5
c = 1,0
d = 1,0
e = 0,8
f = 0,7,

ter-se-ia:

A = 0,9 x 0,5 x 1,0 x 1,0 x 0,8 x 0,7 = 0,252 (25,2%).

Esses números indicam que há um elevado grau de certeza quanto à presença de rochas geradoras na área. Seria o caso em que através de alguns poços exploratórios já perfurados na bacia se obtivesse amostras de folhelhos que, analisadas pelos métodos da geoquímica do petróleo, indicassem excelentes índices de geração, embora houvesse alguma dúvida quanto à possíveis variações até à área do prospecto.

Os reservatórios estariam ou não presentes devido à variações laterais de permoporosidade, observadas em poços já perfurados, ou devido à natureza turbidítica das areias-reservatório. Os calcários, por exemplo, podem ter sua permoporosidade variável a distâncias relativamente pequenas, dependendo do seu ambiente de deposição e da sua história diagenética. Excelentes areias-reservatório depositadas em águas profundas desaparecem a curta distância, passando lateralmente a siltitos e folhelhos marinhos. Havendo grande incerteza, atribui-se o peso 0,5.

A existência de rochas capeadoras e a sua associação favorável com os reservatórios estaria garantida. Seria o caso das areias de águas profundas embutidas numa espessa coluna de folhelhos ou dos bancos de calcário recobertos por um espesso pacote de folhelhos transgressivos. O peso desse fator seria, portanto, 1,0. Esperando-se que tais rochas capeadoras sejam as próprias rochas geradoras, a asso

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

ciação mencionada no fator d estaria presente e seu peso seria também 1,0.

A existência de trapas, pelo peso dado ao fator e, seria muito provável, porém as informações sismográficas não permitiriam segurança completa quanto ao fechamento das estruturas. A presença de falhas poderia, excepcionalmente, colocar os reservatórios potenciais em contato com outros cujo fechamento seria improvável.

A formação das trapas deve anteceder ou ser concomitante com a migração dos hidrocarbonetos. As informações disponíveis indicariam, com certa discreção, o adelgaçamento das camadas em direção ao ápice das estruturas; o avaliador desejaria que essa circunstância estivesse mais clara nos perfis sismográficos.

A capacidade média das trapas seria o parâmetro "B", dependente da área da trapa, da espessura do reservatório, de sua porosidade, da saturação de petróleo, do fator de recuperação esperado e do fator de retração do petróleo.

A estimativa desse parâmetro depende do tipo genético da bacia sedimentar, da sua história tectônica e da qualidade dos mapeamentos geológicos e/ou geofísicos já efetuados. Nas bacias do Tipo VIII (deltas), por exemplo, é comum a presença de anticlinais de compensação (portanto, contemporâneos com a deposição) e pacotes de areias-reservatório bastante espessos e de boa permoporosidade intercalados com camadas de folhelho. Apenas para exemplificar, suponha-se, em média, estruturas com área de fechamento da ordem de 15km^2 e reservatórios com a espessura de 20m. As porosidades médias nesse tipo de coluna sedimentar podem ser tomadas, conservativamente, como 20%. A saturação de óleo seria da ordem de 70%, com um fator de retração de 1,2. O fator de recupera

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

ção seria da ordem de 30%.

Essas informações permitiriam estimar a capacidade média das trapas (parâmetro "B") em:

$V = 15.000.000 \times 20 \times 0,20 \times 0,70 \times 0,30 \times 1/1,2 \simeq$
$\simeq 10,5 \times 10^6 m^3$, ou 66×10^6 barris.

Seriam trapas de pequeno a médio porte, cada uma contendo cerca de 5% do volume recuperável do petróleo da bacia.

O número de trapas, conhecido ou estimado pelo estudo do tipo genético da bacia, constitui o parâmetro "C".

Com essas informações pode-se calcular o índice absoluto de prospectividade:

$$Ia = A.B.C.$$

Supondo a presença de pelo menos 80 trapas com a capacidade média acima estimada ter-se-ia:

$Ia = 0,25 \times 10^6 \times 10,5 \times 80 \simeq 210 \times 10^6 m^3 \simeq 1,3 \times 10^9$ barris.

O método de avaliação de prospectos de uma bacia sedimentar acima apresentado deve ser complementado com outros parâmetros de ordem logística e econômica, como a distância ao mercado consumidor, aos pontos de embarque do petróleo (oleodutos, gasodutos), a lâmina d'água e a distância à costa (prospectos no mar), etc.

A Tabela IV mostra como se poderá organizar os parâmetros utilizados na avaliação por prospecto.

O produto AB, denominado Índice de concentração (Ic) serve para dar uma idéia de onde existiriam, com maior

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

probabilidade, as grandes acumulações. Representa, portanto, uma ponderação da capacidade da trapa, sendo o parâmetro A o fator de ponderação.

Examinam-se a seguir os fatores que determinam a presença ou a ausência das seis condicionantes básicas antes mencionadas.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

8. FATORES QUE CONTROLAM A OCORRÊNCIA DE PETRÓLEO

Tratar-se-á agora de apresentar um sumário dos fatores que controlam a ocorrência de petróleo. Esses fatores se desenvolvem em maior ou menor grau, dependendo de um universo de condições geológicas presentes em determinadas fases da evolução de uma bacia sedimentar. Weeks, em vários artigos, analisou com excepcional propriedade esse relevante assunto da exploração de petróleo.

8.1 Arquitetura da Bacia Sedimentar - Evolução Tectônica

Por arquitetura de uma bacia sedimentar entende-se a disposição dos elementos que a edificam, dando-lhe forma própria dentro de um plano cuja estrutura básica se deve à sua gênese. Por isso mesmo, procurou-se classificar as bacias sedimentares segundo a sua origem dentro do contexto da tectônica de placas. Não haveria tempo para discutir, nessa oportunidade, as características arquitetônicas de todos os tipos de bacias sedimentares. Tais características, transmitidas pelos episódios que presidiram a formação de uma bacia sedimentar, persistem ao longo do tempo geológico, embora modificadas por novos episódios ocorridos durante a evolução tecto-sedimentar. Uma bacia sedimentar com pequena mobilidade tectônica poderá conter apenas acumulações secundárias de petróleo. Por outro lado, um grau excessivo de mobilidade criaria condições adversas à presença de acumulações.

A arquitetura de uma bacia sedimentar, quan-

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

do favorável, enseja uma forma adequada, com áreas fortemente subsidentes, onde espessos pacotes de sedimentos pelíticos, ricos em restos orgânicos, se depositam rapidamente sob águas estagnadas, preservando assim a matéria prima para a formação do petróleo. É ainda necessário que o fundo da bacia tenha um grau adequado de mobilidade, formando-se áreas elevadas adjacentes aos centros de deposição. É nestas áreas onde se depositam areias bem lavadas ou se constróem massas carbonáticas para onde o petróleo, expulso dos centros de deposição, se move e se aloja desde que aí existam condições de acumulação. Entre as bordas e o depo-centro da bacia existe uma faixa privilegiada que Weeks denominou de faixa de charneira (hinge belt). Nesse importante elemento da arquitetura das bacias sedimentares ocorrem, com freqüência, deformações devidas à mudança relativamente brusca de inflexão do fundo da bacia, formando-se assim estruturas capazes de se constituirem em trapas de petróleo. Essas trapas encontram-se justamente em regiões onde houve maior energia no ambiente deposicional e, portanto, onde se formaram reservatórios com melhores características de porosidade e de permeabilidade. Blocos altos do assoalho das bacias sedimentares, sob a forma de horsts ou de arcos, quando se formam antes ou concomitantemente com a sedimentação, determinam relações faciológicas adequadas à migração e à acumulação de quantidades substanciais de petróleo. A Fig. 18 mostra o alto intrabasinal de Aracaju, na Bacia de Sergipe-Alagoas. Associados a esse alto ocorrem alguns campos de petróleo. Na Bacia do Recôncavo, Bahia, há um exemplo clássico de alto intrabasinal: O Alto de Mata-Catu (Fig. 26).

As bacias monótonas, com apenas um ciclo tectônico, ilustram os efeitos negativos de um baixo grau de mobilidade. Exemplo bem conhecido é o da Bacia do Amazonas, cuja arquitetura é simples e onde se podem observar centenas de quilômetros de perfis sismográficos com apenas perturbações de pequena monta causadas pelos tardios diques e soleis-

ras de diabásio. Há, aí, apenas algumas feições notáveis como os arcos regionais de Purus e de Iquitos, para onde poderia ter migrado e acumulado petróleo (Fig. 27).

A arquitetura da bacia sedimentar determina a distribuição dos ambientes sedimentares e a mudança de posição relativa desses ambientes durante as modificações que sofre com a evolução tectônica. Weeks (1961) afirma categórico: o controle primário básico da ocorrência de petróleo pode se resumir em duas palavras - deposition environment - ambiente de deposição. Comenta que o ambiente constitui o controle básico de todos os fenômenos naturais, quer se trate da ocorrência de petróleo, de bauxita, plantas, animais, pessoas, doenças, etc. Nos sedimentos antigos, o ambiente é registrado pela litofácies e pela biofácies. O estudo dos ambientes modernos de deposição permite melhor compreender os ambientes pretéritos, pois nos primeiros se podem observar e medir os vários elementos que os condicionam, como o potencial de oxidação redução, o índice de alcalinidade-acidez, a salinidade, as atividades bacteriológicas e bioquímicas, o regime térmico, a distribuição das correntes, etc.-

A cada ambiente corresponde uma fácies particular, sendo o conjunto das fácies controlado, basicamente, pela arquitetura da bacia sedimentar na época da deposição, pela taxa de deposição e pelo tipo dos sedimentos que se depositam.

8.2 Os Lito e Biofácies Relacionados às Rochas Geradoras e aos Reservatórios

O estudo do material que preenche uma bacia sedimentar torna-se mais fácil com o uso do conceito de sistema deposicional, definido por Fisher e McGowen (1967) como um conjunto tridimensional de litofácies ligados geneticamen

te por processos e ambientes ativos (modernos) ou inferidos (antigos). Um sistema deposicional registra, portanto, a deposição em um grande número de ambientes, aqueles presentes nos rios, deltas, plataforma, talude e muitos outros. A unidade fundamental é o litofácies: um corpo tridimensional de rocha sedimentar ou sedimento limitado por superfícies deposicionais (ou erosionais) cuja gênese é denunciada pelas estruturas sedimentares, característica do aleitamento, variações texturais, fauna e associação com as fácies adjacentes (Brown e Fisher, 1976).

Os sistemas deposicionais contemporâneos podem ser correlacionados, formando o que recebeu o nome de "banda de sistemas". Um exemplo é a sucessão de sistemas fluvial-deltáico-plataforma-talude os quais são intergradacionais e contemporâneos. Uma bacia sedimentar é preenchida por várias bandas de sistema deposicional que evoluem através do tempo com as variações tectônicas na bacia deposicional e nas áreas fonte. As superfícies que limitam as bandas de sistema são, usualmente, separadas por refletores sísmicos regionais que marcam mudanças importantes no estilo deposicional dentro da bacia. Podem representar ou não discordâncias (Figs. 28 e 30).

Os aspectos paleontológicos (biológicos) dos estratos determinam as biofácies que constituem fator essencial à geração do petróleo. Afinal, a matéria orgânica que dá origem aos hidrocarbonetos provém do conteúdo biológico dos sedimentos.

A arquitetura da bacia sedimentar e sua mobilidade ao longo do tempo geológico determinam a constituição da lito e biofácies essenciais a geração e a acumulação de petróleo.

À medida que o fundo deposicional se modifica, durante a evolução tectônica de uma bacia sedimentar, po

dem ocorrer vários episódios determinantes do desenvolvimento de lito e de biofácies adequados a formação de acumulações de petróleo. A situação mais favorável é aquela em que as fácies se deslocam de tal maneira que os reservatórios e as matrizes de petróleo se disponham segundo relações geométricas que faciliten a acumulação.

Uma área onde houvesse ressurgência de águas carregadas de nutrientes, proporcionando grande produção de vida marinha plantônica, poderia fornecer matéria orgânica abundante. Esse material orgânico se transformaria em petróleo ao receber calor, quando sepultado sobre um assoalho de deposição protegido por águas estagnadas, ou mesmo quando sepultado em locais mais aerados, porém com elevada taxa de deposição pelítica. O petróleo gerado migraria para blocos adjacentes com movimento ascendente, sobre os quais se depositassem areias bem lavadas ou houvessem construções biogênicas, como bancos de calcários, que servissem de reservatórios.

Uma situação bastante encontradiça é aquela onde bancos de calcário, construídos em águas rasas, passam a depósitos marinhos em direção ao oceano aberto e a depósitos lagunares em direção ao continente. Esses bancos podem conter excelentes acumulações de petróleo quando cobertos por folhelhos transgressivos. Esses folhelhos atuariam como geradores ou apenas como capeadores dos reservatórios préexistentes.

Em certas bacias tafrogênicas, reservatórios depositados antes da fase de mobilidade principal se elevam em blocos intrabasinais antes e concomitantemente com a deposição de rochas pelíticas geradoras de petróleo nos depocentros adjacentes (Fig. 29).

A deposição das fácies geradoras e dos reser-

vatórios deve ocorrer em proporções adequadas para que não haja abundância de rochas matrizes e escassez de rochas reservatório, ou vice-versa. É o que ocorre, por exemplo, na Formação Piaçabuçu da Bacia de Sergipe-Alagoas. As areias presentes nos grandes pacotes de folhelhos geradores do Membro Calumbi são do tipo turbidítico, geralmente pouco espessas e erráticas. Acima, o Membro Marituba compõe-se predominantemente de areias e de bancos de calcário, sem capeamento (Fig. 30). No primeiro caso, a razão areia/folhelho é muito baixa e no segundo muito alta, faltando o capeamento e variações faciológicas laterais que permitissem a associação entre as rochas geradoras e os reservatórios. A pequena mobilidade da bacia, além de não proporcionar variações faciológicas favoráveis, não proporcionou deformações que permitissem a formação de feições estruturais propícias à constituição de trapas.

Um exemplo típico de equilíbrio desejável da razão areia/folhelho encontra-se em certas seqüências deltáicas onde uma coluna sedimentar essencialmente arenosa passa a ter intercalações crescentes de camadas de folhelho, região onde o petróleo se acumula, até haver predominância completa de folhelho (Figs. 13 e 14).

Os reservatórios formados por areias devem ter elevado grau de classificação, garantindo assim a ausência de matriz argilosa e permeabilidade elevada. Quanto aos carbonatos, são usualmente necessárias transformações diagenéticas que criem porosidade efetiva por dissolução ou por dolomitização. Em muitos casos, os fenômenos diagenéticos obliteram a porosidade dos reservatórios, como aconteceu em partes da Formação Açu na Bacia Potiguar (Fig. 31).

A variabilidade lateral da taxa de deposição é outro fator favorável, pois poderá determinar a formação de trapas onde a fácies reservatório se interdigita com a

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

fácies geradora. Os reservatórios de grande continuidade lateral (blanket) contêm acumulações de petróleo apenas quando fechados em blocos falhados e anticlinais. Desse modo, a lenticularidade das fácies através da bacia é, via de regra, mais favorável do que a sua continuidade.

Entre os mais efetivos indicadores do ambiente de deposição encontra-se a fauna. Por isso mesmo, os estudos paleontológicos nas companhias de petróleo se dirigem com maior interesse para a paleo-ecologia. Em áreas de deposição favorável à geração de petróleo, a biofácies não deve incluir fauna bentônica abundante. Isso indicaria condições adversas à preservação da matéria orgânica que, em vez de armazenar a energia oriunda do Sol e acumulada endotermicamente pela fotossíntese (atuante em águas superficiais claras e propiciadora de intensa vida orgânica plantônica), seria digerida por animais predadores. A energia acumulada se dissiparia exotermicamente. A biofácies favorável é aquela onde existem condições adversas à vida de predadores e de bactérias, preservando matéria orgânica abundante da vida plantônica. A preocupação dos paleontólogos deve pois se desviar de exaustivos exercícios taxonômicos e de correlação através de fósseis , esforçando-se para a identificação de diferenças da fauna e das razões que causam tais diferenças.

O pronto reconhecimento dos ambientes deposicionais e das lito e biofácies correspondentes é de grande importância para o geólogo de petróleo. Ao avaliar uma bacia sedimentar se deve utilizar o concurso de vários especialistas que, com segurança, possam identificar ambientes fluviais, lacustrinos, marinhos de águas rasas e profundas, etc. e a grande variedade de subambientes que os constituem , bem como a geometria dos depósitos que aí ocorrem. Assim procedendo, se poderá, por exemplo, distinguir uma areia depositada em águas profundas de areias depositadas em barras e res

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

cingas marinhas, ou um folhelho depositado em águas lagunares de outro depositado a cerca de 600m de profundidade, no oceano aberto. Nesse trabalho exaustivo de examinar o conteúdo biológico e mineral das rochas, a indústria do petróleo utiliza um pequeno exército de sedimentólogos, petrógrafos e paleontólogos com as mais variadas especializações. Todos devem porém compreender precisamente os objetivos do seu trabalho: identificar os fatores que propiciam a ocorrência do petróleo.

8.3 As Discordâncias

A importância das discordâncias na acumulação de petróleo foi encarecida por inúmeros autores, encontrando-se na vanguarda A.I. Levorsen que publicou em 1960 excelente livro versando sobre mapas paleogeológicos. L.G. Weeks também aborda objetivamente o papel das discordâncias em vários de seus trabalhos.

Os exemplos de acumulação de petróleo relacionados com as discordâncias são numerosos e amplamente divulgados na literatura.

Os movimentos que ocorrem na crosta terrestre, exceto em alguns casos, não possuem caráter catastrófico mas também não decorrem gradualmente, sem interrupções ou acelerações notáveis. Um exemplo típico de movimento espasmódico é o da corrida de turbiditos nos canhões submarinos, quando se depositam areias, muitas vezes constituindo bons reservatórios de petróleo no seio de folhelhos de águas profundas. Os turbiditos representariam um caso particular de depósitos sobre pseudo-discordâncias. Entre os períodos de aceleração de movimentos há outros de quietude, enquanto as causas de movimento se reconstituem.

Nas fossas de deposição pode haver uma seqüência espessa de sedimentos sem nenhuma interrupção no registro

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

sedimentar; mas à medida que se desloca em direção à linha de charneira e às áreas de plataforma, observam-se várias interrupções, algumas de longa duração.

Um dos aspectos mais importantes das discordâncias é a oportunidade que oferecem de se formarem trapas síncronas, quando uma transgressão enseja o capeamento dos depósitos de plataforma, portadores de bons reservatórios, por camadas geradoras, ou mesmo quando esse capeamento ocorre antes da migração do petróleo dos depo-centros, mergulho acima, para a faixa de charneira e a plataforma (Fig. 32). Outro aspecto é o da angularidade da discordância que, quanto maior for, maior será a exposição dos reservatórios às matrizes. Nesse caso, o caminho mais fácil para os fluidos expulsos da série sedimentar sobrejacente encontra-se nas camadas porosas abaixo da discordância.

Um interessante exemplo de acumulação em reservatório abaixo de uma discordância encontra-se no Campo de Carmópolis. As rochas geradoras avançaram sobre o embasamento fraturado, para onde migrou o petróleo gerado (Fig. 18).

Os grandes períodos erosivos podem liquidar as possibilidades de petróleo de uma bacia estrutural, removendo as partes portadoras de acumulações. Por outro lado, o grau de metamorfismo de uma seqüência sedimentar deve conservar-se dentro de limites adequados ou todo o petróleo se transformaria em gás natural e, finalmente, toda a matéria orgânica se reduziria à grafita. O tectonismo intenso poderá destruir as condições de fechamento das acumulações. Isso explica, em parte, a menor incidência de petróleo nas rochas mais antigas, submetidas a vários períodos de tectonismo. Ocorrem todavia acumulações de gás natural de porte em rochas do Precambriano Superior, onde essa ação destrutiva não atingiu condições extremas. Encontram-se exemplos no Sahara Ocidental na bacia de l'Anhet e nos Estados Unidos, nas vizinhanças dos A-

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

palaches (Tissot et alii, 1973). Os melhores exemplos deste tipo de acumulação encontram-se porém na região centro-sul da Sibéria nos campos de Markovo, Bil'chir e Birkin, entre outros, com produção de gás e óleo em reservatórios do Precambriano Superior e Cambriano Inferior (Meyerhoff, A. A., 1973).

Conduzem-se atualmente investigações preliminares visando unidades estratigráficas da Série Bambui em áreas pouco tectonizadas e onde já se verificaram exsudações de gás natural. Embora sem grande atratividade, existe nessa seqüência sedimentar do Precambriano Superior a possibilidade de acumulações comerciais de gás natural.

Recorda-se que um fator favorável à presença de petróleo ou de gás natural numa bacia sedimentar é a ocorrência de exsudações naturais e de indicações (shows) em perfurações exploratórias. Não existe, entretanto, proporcionalidade entre o número de exsudações ou de indícios nessas perfurações e os volumes de petróleo ou de gás natural a serem eventualmente encontrados.

8.4 Relações Temporais Entre a Migração e Acumulação de Petróleo

Entre os mais importantes fatores favoráveis à presença de petróleo nas bacias sedimentares estão as relações temporais entre a geração e a acumulação do petróleo. O petróleo ao migrar das matrizes para os reservatórios, não havendo estruturas fechadas mergulho acima, se perderá em exsudações. A estrutura deve pois antecipar ou se formar concomitantemente com a migração do petróleo. Esse aspecto foi focalizado por Campos e Bacoccoli (1973). Cita-se aqui apenas o caso dos chamados anticlinais de compensação delimitados por grandes falhas de crescimento, como ilustra magnificamente o Campo de Miranga na Bacia do Recôncavo (Fig. 26).

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

Nas áreas de sedimentação deltáica, tais estruturas são comuns. Os sedimentos se espessam caracteristicamente em direção às falhas, no seu bloco baixo e se adelgaçam em direção ao topo dos anticlinais à medida que o falhamento progride contemporaneamente com a sedimentação.

As areias lenticulares embutidas em seqüências espessas de folhelhos geradores representam situação ideal de associação matriz-reservatório e de contemporaneidade entre a geração e a formação do dispositivo geométrico que constituirá a trapa (Fig. 32). A Fig. 26 contém ainda um exemplo de falhamento contemporâneo com a migração, colocando reservatórios da Formação Sergi contra folhelhos geradores da Formação Candeias. Observe-se o espassamento desses folhelhos no bloco baixo, a leste do Campo de Água Grande.

Um exemplo notável de estrutura contemporânea são as trapas de petróleo dos campos de Garoupa, Namorado e outros da Bacia de Campos. As camadas das formações sobrejacentes aos horizontes de salgema se deformaram por deslizamento sobre esses evaporitos. As deformações se propagaram até ao nível dos reservatórios (arenitos) do Membro Carapebus da Formação Campos (Fig. 33). As linhas principais de rupturas são falhas de crescimento que terminam ou se confundem com o horizonte de deslizamento (salgema). Os anticlinais de compensação formados em conseqüência desse movimento sinsedimentar aparecem claramente nos registros sismográficos. O modelo é confirmado pelo perfil de mergulhos, onde se observam mergulhos crescentes até ao nível do falhamento e brusca inversão de mergulho logo abaixo.

8.5 Lavagem dos Reservatórios

Freqüentemente, encontram-se estruturas vazias onde parece existir todas as condições para se consti-

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

tuírem em trapas. Estão, entretanto, sujeitas a um fluxo hidrodinâmico de tal ordem que todo o petróleo eventualmente acumulado foi removido. Este é o caso de portentosos anticlinais no flanco ocidental da bacia subandina do Equador, cuja incapacidade de armazenar petróleo levou a área ao descrédito. Muitos anos mais tarde, quantidades substanciais de petróleo foram encontradas a leste em trapas formadas em estruturas de idade cretácea, contemporâneas com a migração e não atingidas pelo elevado fluxo hidrodinâmico subandino. Tais trapas, usualmente cheias até ao ponto de derramamento, indicam sua contemporaneidade com a sedimentação por discreto adelgaçamento das camadas no topo das estruturas (Fig. 34). Na Bacia Potiguar observa-se o mesmo fenômeno. Ali os reservatórios da Formação Açu encontram-se tomados por água doce (excelentes aquíferos) até onde cessou a lavagem, encontrando-se mergulho abaixo acumulações de petróleo associadas à água salgada. Isso não implica em afirmar que na área onde os reservatórios contêm água doce não se possa, eventualmente, descobrir acumulações de petróleo remanescente por insuficiência de fluxo.

O fluxo hidrodinâmico poderá destruir ou contribuir para a formação da trapa, dependendo da direção em que atua. Em certas acumulações, onde não há fechamento estrutural, a barreira de permeabilidade mergulho acima não seria suficiente para reter o petróleo - houve a contribuição do fluxo hidrodinâmico.

Apenas para exemplificar, com o auxílio da Fig. 35, observadas certas características da barreira de permeabilidade e das areias-reservatório, havendo mergulho abaixo um fluxo de 3m/km, numa acumulação com a dimensão de 2km e para um fechamento de 66m, apenas 3m decorrem da ação das forças capilares, sendo o restante devido ao fluxo hidrodinâmico (Berg, 1975).

8.6 - Profundidade dos Objetivos - Temperatura e Porosidade

A profundidade excessiva dos horizontes-objetivo constitui condição desfavorável à presença de acumulações de petróleo porque: (1) os reservatórios profundos, sob altas temperaturas, têm o seu petróleo destruído; (2) nos reservatórios profundos, além da grande compactação, as condições termo-químicas aceleraram processos diagenéticos obliteradores da porosidade e da permeabilidade.

Constitui fato de observação corrente o decréscimo da porosidade com a profundidade, como ilustra a Fig. 37. É verdade que fenômenos diagenéticos podem também obliterar reservatórios a profundidades modestas e intermediárias, como é o caso dos reservatórios da Formação Açu (Figs. 31 e 36). Esses reservatórios foram recentemente estudados por Meyer et alii (1975) que identificaram os fenômenos diagenéticos pelo estudo do sistema SiO_2 - $CaCO_3$. Esses autores dividiram a área da Bacia Potiguar, já amostrada, em províncias diagenéticas.

Além dos fatores citados, o ambiente de deposição exerce também grande influência no comportamento da porosidade com a profundidade. Como se observa na Fig. 37, o arenito eólico Botucatu, de idade Juro-Triássica, situa-se, quanto ao seu gradiente de porosidade, próximo aos arenitos mais novos do Cretáceo Superior e do Terciário.

O ambiente de sedimentação caracteriza-se por um conjunto de fatores físicos, químicos e biológicos que se refletem nos sedimentos depositados. Esses fatores determinam, em grande parte, as propriedades dos sedimentos recebidos. De grande interesse para o geólogo do petróleo é a energia do ambiente de sedimentação, a qual tem grande influência nas características texturais dos sedimentos acumulados.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

A turbulência da zona onde se quebram as ondas, por exemplo, não permite a deposição de partículas finas, deixando apenas os sedimentos mais grosseiros. Esse material mais fino é carreado para regiões de águas mais tranquilas, onde se deposita em fundos povoados por organismos, formando lamas argilo-calcíferas. Como mencionam Krumbein e Sloss (1963), os depósitos sedimentares se destacam pela geometria e pelos atributos relacionados com a sua composição, textura e estrutura. Esses atributos dependem, em grande extensão, dos processos físicos, químicos e biológicos que ocorrem no ambiente de deposição. A permeabilidade e a porosidade se relacionam direta ou indiretamente com esses atributos e, conseqüentemente, com o ambiente de sedimentação.

Davies e Ethridge (1975) discutem a composição dos arenitos relacionada com o ambiente e concluem que a composição e a textura se interrelacionam intimamente. Em seqüências com o tamanho dos grãos variando de 0 a 0.3mm a relação tamanho dos grãos de quartzo/conteúdo em quartzo pode ser considerada linear; porém em seqüências onde o tamanho dos grãos de quartzo varia de 0 a mais de 3mm essa relação é curvilínea, enquadrando-se numa curva do 2º grau, como indicam as Figs. 38 e 39. Os dados relativos à composição e à textura podem ser usados para delinear ambientes deposicionais em uma bacia sedimentar, caso não hajam mudanças de fonte do material. Esses ambientes indicam possibilidades maiores ou menores da presença de permeabilidade e de porosidades adequadas à produção de petróleo (Tab. V).

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

Beard e Weyl (1973) estudaram a influência da textura na porosidade e na permeabilidade das areias não-consolidadas. Como observaram, o estudo do espaço poroso e suas alterações devidas aos processos diagenéticos recebe cada vez maior atenção dos exploracionistas de petróleo, principalmente quando os objetivos são profundos. A avaliação da intensidade dessas alterações depende do conhecimento da textura e de seu papel na determinação da porosidade e da permeabilidade originais. Os autores concluiram que: (1) porosidade de areias inconsolidadas independe do tamanho dos grãos para areias com a mesma classificação, variando porém com a classificação (Tab. VI); (2) a variação da porosidade com a classificação é uma consideração importante no estudo de arenitos consolidados, devendo-se comparar arenitos com a mesma classificação; (3) a permeabilidade das areias inconsolidadas decresce com a granulação e à medida que a classificação se torna mais pobre (Tab. VII); (4) o efeito provável da baixa esfericidade e da alta angularidade é o de aumentar a porosidade e a permeabilidade das areias não consolidadas.

Tomando-se uma mesma profundidade, a porosidade e a permeabilidade de uma rocha reservatório dependerá de suas características iniciais e de sua história diagenética. Dependerá então do ambiente de sedimentação onde a rocha reservatório for depositada. Portanto, um arenito jurássico de origem eólica pode ser mais poroso e permeável do que um arenito de planície aluvial dessa mesma idade, quando encontrados na profundidade de 3000 m; no entanto, ambos seriam mais porosos se jamais tivessem ultrapassado os 1.500 metros de profundidade.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

As rochas clásticas são menos porosas do que os sedimentos recentes com composição análoga. Esse fato indica claramente que a porosidade decresce com a compactação e com a litificação. A porosidade decresce com a profundidade, à medida que aumenta a compactação. Não se pode apresentar uma regra definitiva relacionando a porosidade com a idade geológica, mas a experiência mostra que areias altamente porosas são muito comuns entre as rochas terciárias, tornando-se mais escassas à medida que a idade geológica aumenta. Para tanto basta observar um perfil sônico ou densidade de seqüências de arenitos do Cretáceo Inferior e do Terciário (Fig. 40).

A porosidade dos folhelhos decresce rapidamente nos primeiros dois milhares de metros e mais discretamente em maiores profundidades. O gráfico da Fig. 41 tomado de B.K. Proshlyakov (1960), em Maxwell (1964), mostra que os arenitos exibem decréscimo linear da porosidade com a profundidade, enquanto que para os folhelhos este decréscimo obedece a uma curva característica.

Maxwell (1964) mostra (Fig. 42) o comportamento da porosidade versus profundidade em arenitos pensilvanianos, incluindo dois arenitos rasos permianos do norte do Texas e de Oklahoma, Estados Unidos. As porosidades abaixo de 20.000 pés (± 6.000m) foram calculadas de perfis sônicos e de neutrão. Os pequenos retângulos indicam a porosidade média e os números entre parênteses o número de porosidades determinadas. O gradiente de temperatura de 7ºC/1000 pés (± 300m) limita, de maneira notável, a porosidade máxima, cujo decréscimo com a profundidade é aproximadamente linear.

A Fig. 43 (Maxwell, 1964), representativa de arenitos e areias relativamente limpos e com boa seleção, mostra que de modo geral a porosidade máxima decresce com o aumento da idade numa determinada profundidade. A influência da tem

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

peratura é observada nas retas representativas do Oligoceno, cujas inclinações variam com os diferentes gradientes desde 7 a 10ºC/1000 pés (± 300m). Observam-se duas anomalias: os arenitos oligocênicos possuem porosidades máximas maiores do que os arenitos miocênicos em profundidades inferiores a 13.000 pés (± 3.900m), mas as porosidades dos primeiros decrescem mais rapidamente; o arenito ordoviciano Simpson possui porosidades máximas maiores do que o arenito pensilvaniano bem mais jovem. As curvas, cujas extrapolações indicam porosidades iniciais pouco prováveis por serem superiores a 50% parecem anômalas; isto pode ser devido ao caráter pouco consolidado das areias rasas que teriam seu arranjo perturbado durante o preparo das amostras para as medidas de porosidades.

Trabalhos especiais de Maxwell (1964) indicam que a compactação e a perda de porosidade em areias quartzosas decresceriam com a profundidade se a temperatura fosse constante. O aumento da temperatura causa a queda de porosidade a taxas crescentes devido ao decréscimo da resistência do quartzo ao esmagamento e ao aumento da solubilidade dos grãos de quartzo. Essas duas tendências tendem a se compor de tal maneira que a curva representativa da porosidade máxima e talvez da média possa se aproximar da linha reta.

É interessante notar que o gradiente de temperatura quanto mais elevado for mais rapidamente será o decréscimo da porosidade (Fig. 43).

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

Além de mostrar a grande influência da temperatura, profundidade e idade, Maxwell (1964) cita também outros fatores que contribuem para a redução da porosidade inicial das rochas, os quais são: movimentação da água de formação; presença de matriz, cimento ou outros minerais, que são mais facilmente deformados que o quartzo. Inversamente, condições de águas de formação estagnadas, pressões anormalmente elevadas e ausência de outros minerais diferentes do quartzo, favorecem a preservação da porosidade inicial.

8.7 Evaporitos

A presença de espessas colunas evaporíticas numa bacia sedimentar confere aos seus prospectos elevada credibilidade, antes mesmo de serem testados.

Há no registro mundial casos de deposição cíclica de evaporitos precedida da deposição de calcários, margas, folhelhos escuros e areias. Os evaporitos mais comuns são a dolomita (primária), a anidrita, a halita e outros sais mais solúveis como a carnalita, a silvinita e a taquidrita. Essa seqüência ocorre em Sergipe, onde se destacam grandes volumes de sais de potássio e magnésio. Os evaporitos são indicativos de um ambiente de baixo potencial oxidante, o que favorece a preservação da matéria orgânica. Constituem ainda excelentes selos para as acumulações de petróleo. Muitas acumulações se perderam por falta de elemento selante adequado.

Nas bacias portadoras de espessos pacotes de halita, formam-se, por fluxo plástico, domos de sal em cujos flancos ocorrem, com freqüência, acumulações de petróleo. A movimentação do sal em subsuperfície, fenômeno conhecido como halocinese, cria trapas potenciais, tanto associadas aos domos e almofadas salinas como a áreas interdomos, onde se

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

encontram as estruturas conhecidas como dorso de tartaruga (Fig. 44).

Muitas das estruturas formadas pela halocinese são contemporâneas com a sedimentação, o que lhes confere alto grau de interesse. À medida que aumenta a sobrecarga sedimentar o sal flui e promove oportunas deformações estruturais e variações laterais das fácies. Exemplos dos mais elucidativos ocorre na Bacia de Campos, como se mencionou antes.

8.8 - A Evolução da Matéria Orgânica nos Sedimentos

O estudo da origem do petróleo e de sua evolução se apóia na geoquímica orgânica - apoio cuja validade é de difícil contestação, embora ainda exista uma corrente que defende a origem inorgânica.

Pode-se comparar o petróleo a um acumulador de energia cuja fonte alimentadora fosse o Sol que, através da fotossíntese, criasse a vida aquática plantônica em abundância. A matéria orgânica constituída de grandes moléculas orgânicas complexas deposita-se formando o querogênio. Este querogênio, por sua vez, recebe o fluxo de calor da Terra obtendo a energia necessária para ter suas cadeias moleculares quebradas. Formam-se as moléculas relativamente mais simples do petróleo e do gás natural. É nesse contexto que a teoria da tectônica de placas poderá desempenhar papel importante na compreensão dos fenômenos que presidiram a geração do petróleo. Grande parte do calor necessário a cucção da matéria orgânica viria do manto da Terra através de fraturas profundas, como as dorsais meso-oceânicas e as falhas transformantes. Deve-se verificar em que áreas houve maior fluxo de calor e quais as épocas em que isso aconteceu. Quando esse fluxo fornecer uma quantidade de calor acima de certos

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

limites, destruirá as possibilidades petrolíferas da área.

Um dos mais difíceis problemas da geologia do petróleo é o de explicar a transformação do querogênio em petróleo e/ou gás natural.

Connan (1974) observou que o gráfico onde se tomam como ordenadas o logarítimo do tempo geológico (idade dos reservatórios de petróleo) e como abscissas os valores do inverso da temperatura absoluta (temperatura do reservatório) representa uma reta. Usou pares de valores obtidos em várias bacias sedimentares do mundo e de reservatórios de várias idades (Fig. 45). Essa informação indica que a transformação do querogênio em petróleo pode ser tratada como uma reação química irreversível de 1a. ordem, como é mostrado a seguir:

(1) Querogênio + Calor ——> Petróleo e Gás Natural

ou

$$(2)\ \frac{dC}{C} = -kdt$$ (C, concentração decrescente com o tempo)

Logo:

$$\ln C = kt \quad (t = 0,\ C = Co)$$

$$(3)\ \ln \frac{C}{Co} = -kt;\quad C = Coe^{-kt}$$

Sendo:

$$(4)\ k = koe^{-\frac{Q}{RT}}$$

Substituindo (4) em (3) e usando logarítimos obtém-se:

$$(5)\ \ln t = \frac{Q}{RT} + \ln\ln \frac{Co}{C}$$ ($\frac{C}{Co}$, constante até a fase de geração intensa).

As temperaturas utilizadas foram as medidas no tempo presente, não sendo necessariamente as máximas atin-

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

gidas pelo reservatório no decorrer do tempo geológico. Os cálculos de Connan são válidos apenas para as bacias onde as temperaturas medidas não diferem muito das máximas atingidas no passado. Até que a fase de geração intensa ocorra, a quantidade de querogênio transformado é pequena, de tal modo que a relação C/Co pode ser considerada constante. Portanto, a equação (5) é válida apenas para o início da fase de geração intensa. Pode-se, a vista dos dados, calcular a pseudo-energia de ativação Q, ou seja, a energia de ativação de todas as reações relativas à fase de geração intensa dos componentes do petróleo.

A Fig. 45 indica que as rochas mais antigas poderão gerar petróleo quando submetidas a um fluxo de calor menor do que o necessário para rochas mais novas. Observa-se, por outro lado, que a concentração do querogênio no tempo t é uma fração (e^{-kt}) da sua concentração inicial, que decresce exponencialmente. Supõe-se que os produtos (P) da reação química indicada pela equação (1) migrem para uma trapa adjacente a medida que forem sendo formados. A quantidade de produtos crescerá segundo o mesmo ritmo de transformação do querogênio, isto é, exponencialmente.

$$(6)\quad \frac{dP}{dt} = Pkoe^{-Q/RT} \qquad (P = \text{produtos da reação})$$

A equação (6) mostra que para valores crescentes de T a concentração de hidrocarbonetos com o tempo cresce exponencialmente, donde o gráfico da Fig. 46.

Burst (1969) estudou a compactação dos folhelhoes na Costa do Golfo, distinguindo três fases: (1) expulsão da água dos poros por compactação devido à pressão da sobrecarga sedimentar; (2) desidratação relacionada com o efeito do calor. Esta é a ocasião em que há a transformação das argilas descarregando a água inter-leitos (fase de geração

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

máxima de hidrocarbonetos); (3) desidratação lenta, com pequena liberação de água ou de hidrocarbonetos líquidos. Há, durante esse processo, aumento da densidade dos folhelhos e de sua impermeabilidade relativa (Fig. 47). Como mostra a Fig. 48, a distância vertical do topo da zona produtora ao nível de desidratação da 2a. fase, em grande número de casos examinados na Costa do Golfo, distribui-se em torno de 500m, que é a distância mais freqüente. Verifica-se na Fig. 47 que a zona de máxima redistribuição de fluidos pode ocorrer a profundidades menores, quando o gradiente geotérmico é mais elevado.

Na avaliação do potencial gerador de uma rocha determinam-se, principalmente, três fatores: quantidade, qualidade e grau de maturação da matéria orgânica.

Os folhelhos são as rochas geradoras estudadas em maior detalhe. Em geral, devem conter mais de 1% de matéria orgânica para serem bons geradores. Quanto aos calcários, acredita-se que a quantidade mínima seja da ordem de 0,25%. Este teor fica bastante aquém daquele das rochas geradoras mais atrativas para o exploracionista.(*)

Outro atributo requerido das rochas geradoras é que contenham matéria orgânica com qualidade adequada. Para avaliar uma rocha geradora quanto à qualidade da matéria orgânica, utilizam-se ácidos para a digestão dos carbonatos e silicatos, estudando-se os resíduos orgânicos ("organólitos") sob o microscópio.

(*) - Neologismo adotado na indústria do petróleo para designar o geólogo ou geofísico com a cultura e a experiência necessárias à integração de todas as informações disponíveis e à apresentação de prospectos para teste pela broca.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

De maneira geral, os organólitos provenientes de tecidos lenhosos, matéria orgânica vegetal traqueítica e linhítica (MOVT e MOVL), são desfavoráveis à geração de hidrocarbonetos líquidos. Os restos vegetais celulares, matéria orgânica vegetal celular (MOVC) e os restos amorfos, matéria orgânica subcoloidal (MOSC) proveniente de organismos plantônicos, são os mais favoráveis à geração desses hidrocarbonetos.

Uma rocha classifica-se como de boa qualidade se contiver, predominantemente, organólitos dos tipos MOSC e MOVC.

O fenômeno da geração do petróleo é essencialmente termoquímico. Uma rocha geradora não poderá ser submetida a temperaturas excessivas ou apenas a temperaturas muito baixas. Há uma janela de temperatura em que, de um lado, todo o petróleo se transformaria em gás e de outro não ocorreria geração propriamente dita, havendo apenas a possibilidade de existir gás biogênico (Fig. 47). Nesse contexto, as rochas geradoras podem ser classificadas em imaturas, maturas e super-maturas ou senis.

Nas bacias do tipo VIII (deltas) há que considerar certas características especiais que as conduzem a um comportamento excepcional quanto à geração e à migração do petróleo para a trapa. Embora a quantidade e a qualidade sejam desfavoráveis, o imenso volume de argilas portadoras de matéria orgânica promove a geração de volumes apreciáveis de petróleo. A matéria orgânica é, geralmente, de origem terrestre e sua quantidade fica, via de regra, abaixo de 1%.

Constatou-se, em colunas sedimentares deltáicas, acumulações de petróleo em reservatórios envolvidos por rochas geradoras francamente imaturas. Acredita-se hoje que

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

o petróleo migrou ao longo de falhas de crescimento profundas, que atingem massas de argilas situadas em posição favorável à geração, e entrou em reservatórios bem mais rasos.

Tem-se aí um fato da ocorrência de petróleo, particular das bacias do Tipo VIII, que deve ser interpretado à luz das condições geológicas especiais que o condicionaram. Fatos de ocorrência de petróleo que não se enquadram nas teorias vigentes devem ser interpretados com base em novas teorias, visando a identificar os fatores que os propiciaram. Tais teorias serão testadas em novas áreas onde esses mesmos fatores forem observados. É o que se procura fazer na Foz do Amazonas.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

9. A EXAUSTÃO DOS RECURSOS PETROLÍFEROS

Com a Revolução Industrial, a utilização das riquezas extraídas da crosta terrestre cresceu em rítmo tão acelerado que várias delas estão ameaçadas de exaustão em futuro bastante próximo, algumas talvez, ainda neste século. Vejamos o que se deve entender por recursos.

Qualquer parte da Terra que o homem utiliza em seu benefício é chamada recurso da Terra. Recursos inclui em não somente alimentos, fibras naturais e matériais extraídos da atmosfera, hidrosfera e crosta, tais como água, metais e fluidos, mas também, mais indiretamente, os efeitos do ambiente e sua influência sobre o homem. Entretanto, nos comentários seguintes serão considerados apenas os recursos do tipo físico extraídos da crosta terrestre.

No sistema dinâmico constituído por nosso planeta em evolução, as partes colocadas à disposição do homem participam de ciclos com períodos próprios, como indica a Fig. 49 (Drury, 1972). Os recursos do nosso interesse, tais como os petrolíferos, são controlados pelos ciclos geológicos, os quais englobam os ciclos do consumo e da formação de placas da litosfera, da formação das rochas, da erosão, do carbono, etc.

A extração dos recursos da Terra e o seu uso interfere nos ciclos naturais que prosseguem, a despeito disso, podendo se modificar sob a influência dos processos extrativos. A queima do petróleo extraído do subsolo produz

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

CO_2 cujo carbono se reintegrará no seu ciclo. Difícil é determinar o período necessário ao retorno desse carbono, usado e descartado, a uma posição no seu ciclo onde possa ser novamente útil. Essa renovação deve situar-se dentro de um período adequado ao ciclo do próprio homem, pois do contrário o recurso será considerado irrenovável. Seria o caso de um metal incorporado a uma liga especial sepultada nos sedimentos do fundo oceânico quando da perda de um submarino. Esse metal poderia se renovar com o consumo da placa onde estivesse pela incorporação às soluções mineralizantes de um arco magmático, eventualmente fazendo parte de nova jazida mineral após 110 milhões de anos!

Dentre os recursos extraídos da Terra, apenas a água possui um ciclo renovável em termos práticos. O petróleo leva, presumivelmente, pelo menos 10 milhões de anos para se formar e acumular. Mesmo que se admitisse um mínimo de um milhão de anos, ainda seria um recurso irrenovável. Existem, portanto, recursos renováveis e irrenováveis.

Os recursos da Terra ocorrem como concentrações anômalas, abaixo das quais a extração, utilizando a tecnologia disponível, não seria viável sob as condições econômicas vigentes. Por outro lado, esses recursos ocorrem, usualmente, em províncias onde atuam vários processos geológicos considerados favoráveis. Existem, por exemplo, províncias metálicas, onde um ou mais metais se concentraram a partir de teores muito baixos por processos ígneos, metamórficos ou sedimentares. Uma vez que vários desses processos são naturalmente exclusivos, como o metamorfismo e a preservação das acumulações de petróleo, a oxidação e a preservação da matéria orgânica, etc., a procura de certos recursos em uma determinada área pode ser eliminada com a identificação de um processo geológico desfavorável.

Os recursos da Terra, utilizados pelo homem,

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

podem ser encontrados em locais de difícil acesso, como as acumulações de petróleo sob grandes lâminas d'água nos oceanos. Há uma ampla variação na distribuição geográfica dos recursos da Terra, como é o caso dos recursos petrolíferos.

Os geólogos, engenheiros de minas, economistas e outros técnicos ligados ao problema de recursos da Terra muito se preocupam com a velocidade de exaustão das jazidas já descobertas e a crescente dificuldade de encontrar novas que permitam assegurar o abastecimento da indústria. O esgotamento desses recursos, em virtude de sua utilização pelo homem, tem sido maior que a regeneração pelos processos geológicos. Estima-se, por exemplo, que 25 milhões de toneladas de ferro são transportadas pelos rios em um ano e que 319 milhões são extraídas das minas (Drury, 1972). A seguir vamos verificar que lei segue o crescimento das necessidades de recursos da Terra.

9.1 O Crescimento Exponencial

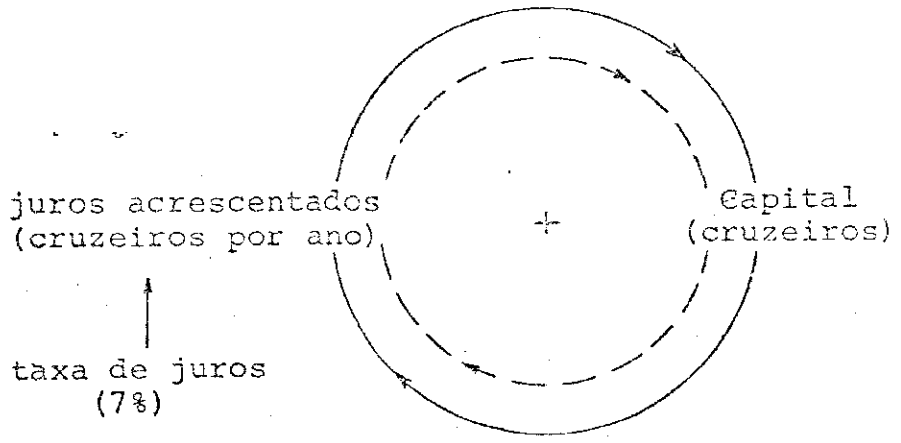
A maioria das pessoas está acostumada a pensar em crescimento como um processo linear. Uma quantidade cresce linearmente quando seu aumento é constante num certo intervalo de tempo. Por exemplo, se uma pessoa guarda anualmente 10 cruzeiros, ao final de 10 anos ela terá acumulado 100 cruzeiros. Portanto a quantidade do seu dinheiro cresceu linearmente, podendo ser expressa pela função $F(t) = 10\,t$, onde t é o tempo em anos.

Uma quantidade apresenta crescimento exponencial quando cresce numa porcentagem constante do total, em um certo intervalo de tempo. Vamos imaginar que a pessoa, acima referida, após 10 anos resolveu aplicar os 100 cruzeiros economizados, a juros de 7% ao ano. No primeiro ano são acrescentados 7 cruzeiros aos 100 aplicados e portanto o capital

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

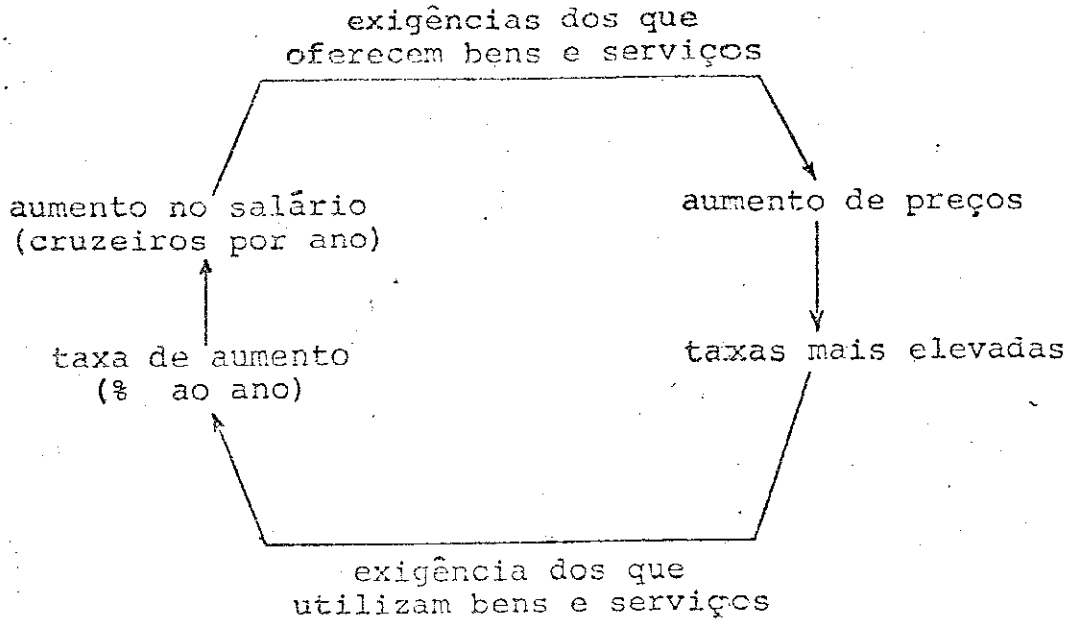
agora passa a ser 107 cruzeiros. No ano seguinte são acrescentados mais 7,49 cruzeiros e o capital sob e para 114,49 cruzeiros. Quanto maior o capital, mais será acrescentado anualmente, verificando-se que a função representativa dessa classe de crescimento é do tipo $f(t) = 100 \times 1{,}07^{(t-10)}$, onde $t - 10$ é o tempo em anos, que é uma função exponencial. O período de duplicação desse capital à essa taxa de juros anuais é de 10 anos, conforme ilustra a Fig. 50.

A teoria de modelação dinâmica indica que qualquer quantidade crescendo exponencialmente está comprometida, de certo modo, com um ciclo positivo de realimentação, algumas vezes denominado de "círculo vicioso". Esse ciclo pode ser representado da seguinte forma:



Outro exemplo característico do ciclo positivo de realimentação é a conhecida espiral de salário-preço: os salários aumentam, causando um aumento de preços, que levam a exigências de salários mais altos, e assim por diante. O fluxograma que segue, esquematiza resumidamente esta situação.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.



Em um ciclo positivo de realimentação, uma série de relações de causa e efeito se fecha em si mesma de forma que qualquer elemento crescendo no ciclo iniciará uma seqüência de mudanças que resultarão num acréscimo ainda maior do elemento originalmente aumentado.

O ciclo de realimentação negativo evita que o ciclo positivo cause um crescimento incontrolável. Este seria o caso do aumento da população mundial, esquematizado como segue:

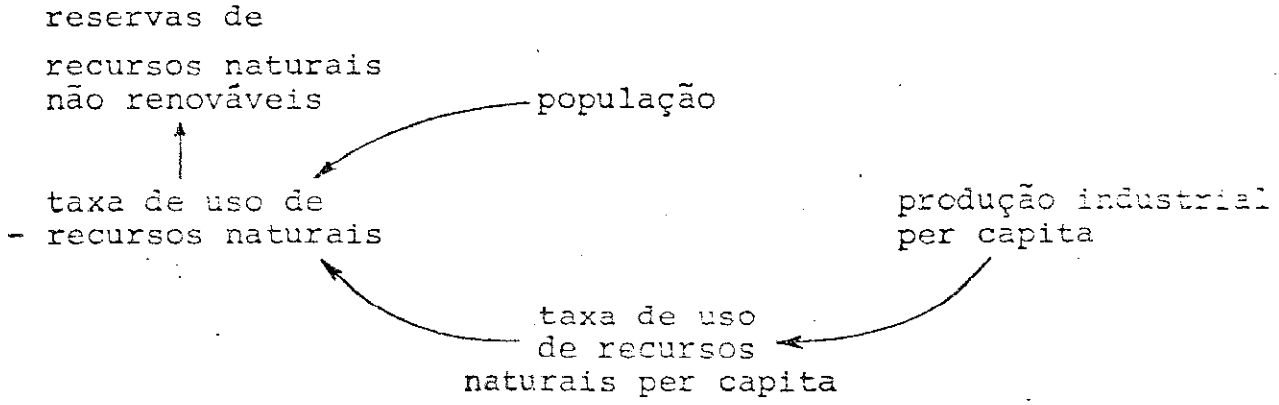
Com o desenvolvimento da medicina, preserva-se melhor a saúde, inibindo o ciclo negativo de realimentação e por isso a população cresce assustadoramente.

Sendo o crescimento exponencial dinâmico, por incluir elementos que mudam com o tempo, a análise dos sis-

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

temas formados por vários elementos que crescem exponencialmente pode se tornar complexa, dificultando uma previsão correta de tais sistemas. Aos sistemas complexos aplicou-se o método conhecido como "dinâmica dos sistemas", em que a estrutura de qualquer sistema é freqüentemente tão importante na determinação de seu comportamento quanto cada parte de per si. A compreensão da maneira como os elementos componentes do sistema se ligam e interagem é tão importante quanto o conhecimento de cada um desses elementos isoladamente.

Uma análise do sistema constituído pelos recursos da Terra, mostra que o consumo deles cresce exponencialmente. A análise mostra que a população cresce, a tecnologia se desenvolve e novos usos são encontrados para tais recursos, formando-se um ciclo positivo de realimentação. Um fluxograma representando a relação entre a população, a taxa de uso de recursos naturais per capita, a riqueza (avaliada pela produção industrial) e a taxa de uso de recursos naturais é apresentado a seguir:



A relação entre riqueza (produção industrial per capita) e procura de recursos naturais (taxa de uso de recursos naturais per capita) é representada por uma curva não linear, mostrada na figura 51. Nessa figura, o uso de recursos naturais é definido em termos de consumo mundial mé

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

dio de recursos naturais per capita, em 1970, estabelecido como sendo igual a 1. Uma vez que a produção industrial mundial média per capita em 1970 foi de cerca de 230 dólares, sabemos que a curva atravessa o ponto marcado por um X. Em 1970 a produção industrial média per capita dos Estados Unidos foi de cerca de 1600 dólares, tendo o cidadão médio consumido aproximadamente 7 vezes a média mundial de recursos naturais per capita. O ponto na curva que representa o nível de consumo nos Estados Unidos é marcado por um +. Nas sociedades não industrializadas, o consumo de recursos naturais é muito baixo, pois a maior parte da produção é agrícola. À medida que a industrialização aumenta, o consumo de recursos naturais aumenta sensivelmente, e então se nivela a uma taxa de consumo muito alta. Acredita-se que à medida que o resto do mundo se desenvolva economicamente, seguirá basicamente o padrão de consumo dos Estados Unidos - uma curva ascendente acentuada à medida que a produção per capita cresce, seguida por um nivelamento.

A Tabela VIII adaptada de Meadows et alii (1972), relaciona alguns dos recursos naturais considerados mais importantes para a indústria mundial. A coluna 3 indica o número de anos com disponibilidade de um dado recurso, caso o nível de consumo se mantenha estático. A coluna 5 mostra o número de anos com disponibilidade do mesmo recurso, admitindo o consumo crescendo exponencialmente à taxa média anual indicada na coluna 4. Para o cálculo do índice exponencial de crescimento, isto é, o número de anos que durarão as reservas globais conhecidas, utiliza-se a fórmula $Ie = \frac{1}{r}\ln(r.s + 1)$, onde r é a taxa média de crescimento (coluna 4) e s o índice estático (coluna 3).

Em virtude de nosso particular interesse, examinaremos com maiores detalhes o caso dos recursos petrolíferos. Meadows et alii (1972) toma as reservas conhecidas

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

como 455 x 10^9 barris, um índice estático de consumo de 31 e uma taxa projetada de crescimento anual de consumo de 3,9%. Obtém-se o índice exponencial de 20 ou 50, considerando neste último caso a hipótese de reservas cinco vezes superiores (2,275 x 10^{12} barris). Drury (1972) toma volumes recuperáveis estimados em 2,1 x 10^{12} barris e uma taxa de crescimento anual do consumo de 6,9% (Fig. 52).

A estimativa de volumes recuperáveis globais é bastante difícil, divergindo os pessimistas dos otimistas por ampla margem. Tomando o consumo em 1968, 1,4 x 10^{10} barris (Fig. 53), segundo Drury (1972), e o consumo até 1968, 2,2 x 10^{11} barris, segundo a mesma fonte; o índice estático seria:

$$\frac{2,1 \times 10^{12} - 2,2 \times 10^{11}}{1,4 \times 10^{10}} = \frac{21 - 2,2}{0,14} = 134,28$$

e o índice exponencial seria, utilizando uma taxa de crescimento anual de 6,9%:

$$Ie = \frac{1}{0,069} \ln (134,28 \times 0,069 + 1) = \frac{1}{0,069} \ln 10,26 = \frac{2,33}{0,069} = 34$$

As reservas de petróleo se esgotariam, desse modo, no início do próximo século (Fig. 52). A Fig. 53 apresenta a curva de produção do petróleo desde que ele foi reconhecido como recurso, no final do século dezenove. Até 1968 sua forma foi obtida empiricamente, tendo sido, a partir daí, extrapolada como uma função exponencial até o ano 2000, quando o consumo poderia atingir a casa de 1,3 x 10^{11} barris. A partir da área sob a curva verifica-se que até 1968 foram consumidos cerca de 2,2 x 10^{11} barris de petróleo. O restante das reservas será consumido nos próximos 30 anos, conforme mostra a Fig. 52. Entretanto, se forem considerados fatores tais como os de retenção do consumo, essas reservas eventualmente durarão alguns anos mais.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

Embora o avanço da técnica exploratória e o preço do petróleo tenham exercido influências favoráveis na quantidade de reservas recuperáveis, está se tornando cada vez mais difícil manter um nível satisfatório para o índice de sucesso na descoberta de novos reservatórios. Na década de 1930 descobriu-se reservas de 3×10^8 barris para cada um milhão de pés perfurados. Já entre 1960 e 1970 essa taxa apresentava uma queda de 10% (3×10^7 barris/ 10^6 pés perfurados). Até o momento as áreas mais favoráveis já foram extensivamente investigadas, restando ainda algumas com boas perspectivas.

Utilizando-se um modelo mais otimista que o exposto acima, e admitindo-se as mesmas reservas potenciais mostradas pela Figura 52, poder-se-á continuar contando com reservas petrolíferas durante cerca de 130 anos, embora 80% do volume recuperável global estimado fosse consumido num período de 64 anos, entre 1968 e 2032. Tal modelo leva em consideração a desaceleração do ciclo positivo de realimentação do consumo pela crescente dificuldade de se encontrar e extrair novas quantidades de petróleo e a conseqüente elevação dos preços de oferta no mercado. A Figura 54 mostra uma representação gráfica do modelo acima referido, evidenciando o ciclo completo da produção mundial de petróleo. Verifica-se inclusive que o suprimento não crescerá ad infinitum, devido à exaustão das reservas, mas passará por um máximo que ocorreria no ano 2000.

O mundo ocidental vem utilizando suas reservas com grande velocidade, principalmente alguns países tais como os Estados Unidos, França e Inglaterra. Dentro de poucas décadas o mundo comunista deverá ter a maior parte do volume de petróleo representado sob a curva com forma de sino da Fig. 54, chamada de berruga de Hubbert (Business Week, 10 de março de 1975) devido ao estudo da evolução das reservas de petróleo publicado pelo geólogo norte-americano M.K. Hubbert.

Aqueles países que tiverem esgotadas suas re-

servas de recursos da Terra e não possuirem recursos econômicos e força militar para obterem suprimento em outros países, passarão para o grupo dos "have not" ou mesmo nunca sairão desse grupo porque antes de poderem fazê-lo terão tais recursos transferidos.

Entre nós, temos um exemplo de exaustão de recursos petrolíferos previsível a prazo relativamente curto na bacia sedimentar do Recôncavo Bahiano. Como se pode observar na Fig. 55, passamos a taxas negativas de acréscimo das reservas em 1966, a produção passou por seu máximo em 1971 e o volume recuperável estimado deverá se esgotar após uma produção de 200 x $10^6 m^3$ de petróleo em 1987. Até 1975 produziram-se 122 x $10^6 m^3$, sendo que 80% do volume recuperável total estimado será produzido entre 1977 e 1980.

É bastante provável que dentro de poucas décadas seja encontrada uma forma de energia que possa substituir o petróleo, mas até que isso aconteça, os países pobres em recursos petrolíferos, ou que os esgotaram, serão dependentes de fontes externas. Essas fontes serão mantidas pelo domínio econômico ou pela força, se falharem outros métodos de persuasão.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

B I B L I O G R A F I A

BEARD, D.C. & WEYL, P.K. - Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, Okla., 57(2): 349-69, Feb. 1973.

_____ In: AAPG - Exploration methods and concepts I, Tulsa, Okla., 1976, p. 143-63 (AAPG Reprint Series, 16).

BERG, R.R. - Capillary pressures in stratigraphic trapas. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, Okla., 59 (6): 939-56, June 1975.

BRIGGS, L.I. - Evaporite facies. Journal of Sedimentary Petrology, Tulsa, Okla., 28(1): 46-56, Mar. 1958.

BROWN, L.F., Jr. & FISHER, W.L. - Seismic facies reflection patterns: examples from Brazilian rift and pull-apart basins, 1976.

BURST, J.F. - Diagenesis of Gulf Coast clæy sediments and its possible relation to petroleum migration. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, Okla., 53(1) 73-93, Jan. 1969.

CAMPOS, C.W.M. & BACOCCOLI, G. - Os altos síncronos e a pesquisa de petróleo no Brasil. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 27. Aracaju, 1973 - Anais p. 373-415.

CAROZZI et alii - New genetic interpretation of oil - producing coarse clastics of Candeias field, Reconcavo basin. Rio de Janeiro, PETROBRÁS, DEXPRO, 1976. (PETROBRÁS. DEXPRO. Relatório).

CHAPMAN, R.E. - Petroleum geology: a concise study. Amsterdam, Elsevier Scientific Publishing Company, 1973, 304 p.

CLOOS, H. - Gespraech mid der Erde. Munich R. Piper & Co. 1951, 309 p

COLEMAN, J.M. & GAGLIANO, S.M. - Cyclic sedimentation in the Mississippi River deltaic plain. In: Primary sedimentary structures and their hydrodynamic interpretation. Tulsa, Okla., Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 1969, p. 133-48 (SEPM - Special Publication, 12).

CONNAN, J. - Time temperature relation in oil genesis. American Association of Petroleum Geolcgists Bulletin, Tulsa, Okla., 58(12): 2516-21, Dec. 1974.

DAVID, K.D. & ETHRIDGE, G.F. - Sandstone composition and depositional environment. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Okla., 59(2): 239-64, Feb. 1975.

_____ In: AAPG - Exploration methods and concepto I, Tulsa, Okla., 1976, p. 174-99. (AAPG Reprint Series, 16).

DICKINSON, W.R. - Plate tectonic and sedimentation. In: Tectonics and Sedimentation. Tulsa, Okla., Society Economic Paleontologists and Mineralogists, 1974, p. 1-27 (SEPM - Special publication, 22).

DRURY, S - Resources and Environment. In: GASS, I.G. & SMITH,P. J, eds - Understanding the earth - 2d ed. Sussex Engl, 1972, p.361-381.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

FISHER, A.G. - Origin and growth of basins. In: FISHER, A.G. & JUDSON, Sheldon eds - Petroleum and global tectonics. Princeton, (c. 1975), p. 47-49.

FISHER, W.L - Gulf Coast Tertiary delta systems, in delta system in exploration for oil and gas. In: Texas University Bureau Economic Geology, 1969, p. 30-39.

FISHER, W.L. et alii - Deposicional systems of the Mucuri, Cumuruxatiba, and Jecuitinhonha basins: a guide to oil and gas exploration. Rio de Janeiro, PETROBRÁS, DEXPRO, 1974 (Relatório interno).

FISHER, W.L. & McGOWEN, J.H. - Depositional systems in the Wilcox Group of Texas and their relationship to occurrence of oil and gas. Transsactions of Gulf Coast Association of Geological Societies, Lafayette, La., 17: 105-125, 1967.

FRANKE, M.R. & SILVA, V.L. da - Fatores que condicionam a porosidade e permeabilidade dos arenitos. Rio de Janeiro, PETROBRÁS, 1975. (PETROBRÁS/DEXPRO/DIVEX. Relatório interno nº 4982).

GASS, I.G. et alii - Understanding the Earth; a reader in the Earth sciences. Sussex, Engl., Artemis Press, 1972.

HALBOUTY, M.T. et alii - Rationale for deliberate pursuit of stratigraphic, unconformity and paleogeomorphic traps. In: KING, Robert ed. Stratigraphic oil and gas fields; classification, exploration methods and case histories. Tulsa, Okla., American Association of Petroleum Geologists, 1972, p. 3-7 (AAPG - Memoir n. 16).

PETROBRAS
PETROBRÁS S.A.

HALBOUTY, M.T. et alii - World's giants oil and gas fields, geological factors affecting their formation and basin classification, part. I and II. In: American Association of Petroleum Geologists, ed - Geology of giant petroleum fields (a symposium), 1970.

HORSCHUTZ, P.M.C. et alii - Sedimentação deltaica das seqüências Santiago e Cambuqui, Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 27, Aracaju, 1973 - Anais, v.3, p. 315-338.

HUBBERT, M.K. - Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, Okla., 37(8): 1954-2026, Aug. 1953.

KAUFMAN, G.M. - Statistical decision and related techniques in oil and gas exploration. Englewood Cliffs, N.Y., Prentice Hall, 1962.

KLEIN, G. de V. - Estimating water depths from analysis of Barries Island and deltaic sedimentary sequences. Geology, Colorado, 2: 858-864, 1974.

KLEMME, H.D. - Geothermal gradients, heat flow and hydrocarbon Recovery in petroleum global tectonics. In: FISHER, A.G. & JUDSON, S. eds - Petroleum and global tectonics. Princeton (c 1975), p. 251-304.

_____ - Giant oil fields related to their geologic setting: a possible guide to exploration. Canadian Petroleum Geology Bulletin, Alberta, Canadá, 23(1): 30-66, 1975.

_____ - Giants and the supergiants; pt.1: What giants and their basins have in common. Oil & Gas Journal, Tulsa, Okla., 69(9): 85-90, Mar. 1, 1971.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

KLEMME, H.D. - Giants and the supergiants; pt. 2: To find a giant, find the right basin. Oil & Gas Journal. Tulsa, Okla., 69 (10): 103-107, 110, Mar. 8, 1971.

_____ - Giants and the supergiants; pt. 3: (conclusion): Look in Permian reservoirs or younger to find supergiants. Oil & Gas Journal, Tulsa, Okla., 69 (11): 96-98, 100, 1971.

KNEBEL, G.M. & RODRIGUEZ-BRASO - Habitat of some oil. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, Okla., 40(4): 546-61, Apr. 1956.

KRUMBEIN, W.C. & SLOSS, L.L. - Stratigraphic analysis in stratigraphy and sedimentation. 2d. ed. San Francisco, W.H. Freeman, 1963, p. 501-90.

LEVORSEN, A.I. - Geology of petroleum. San Francisco, W.H. Freeman, 1954, 703 p.

_____ - Paleogeologic maps, San Francisco, W. H. Freeman, 1960.

MAXWELL, JOHN C. - Influence of depth, temperature and geologic age on porosity of quartz sandstone. American Association of Petroleum Geolcgists, Tulsa, Okla., 48(5): 697-709, May 1964.

_____ - In: AAPG - Exploration methods and concepts I. Tulsa, Okla., 1976, p. 82-94 (AAPG, Reprint Series, 16).

MEADOWS, D.H. et alii - Limites do crescimento. São Paulo, Perspectiva, 1972.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

MEYER, E. et alii - Permoporosidade nos arenitos Acu da área de Ubarana. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/DEXPRO, 1975. (Relatório interno).

MEYERHOFF, A.A. - Irkutsk Amphitheater, Central Siberia: proterozoic and cambrian oil and gas fields (s.e., s.l.) (1973?).

MIURA, K. - Possibilidades petrolíferas da bacia do Acre. Rio de Janeiro, PETROBRÁS, DEXPRO, 1972 (Relatório interno).

MOODY, J.D. - Petroleum exploration aspects of wrench-fault tectonics. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, Okla., 57(3): 477-97, Mar. 1973.

MOODY, J.D. et alii - Distribution and geological characteristics of giant oil fields. In: PETROLEUM and global tectonics. Princeton, 1975, p. 307-20

MOODY, G.B. - Petroleum exploration handbook. New York, McGraw-Hill, 1961.

MOORE, W.J. - Physical chemistry. Englewood Cliffs, N. J., Prentice Hall, 1962.

SLOSS, L.L. - Stratigraphic models in exploration. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, Okla., 46(7): 1050-7, July, 1962.

TISSOT, B. et alii - Étude comparée de l'époque de formation et d'expulsion du pétrole dans diverses provinces géologiques. In: CONGRÈS INTERNATIONAL OU GEOCHIMIE ORGANIQUES, 6, Paris, 1973 - Actes du (s.l., s.e.), 1973.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

USPENSKAYA, N. Yu - Giant fields: their significance in estimation of oil and gas reserves and nature of their formation. International Geology Review, Falls Church, Va., 17(8): 867-73, Aug. 1972.

WEEKS, L.G. - Highlights on 1947 developments in foreign petroleum fields. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, Okla., 32(6): 1093-160, June, 1948.

_____ - Factors of sedimentary basin development that control oil occurrence. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, Okla., 36(11): 2071-124, Nov. 1952.

_____ - Habitat of oil and some factors that control it. In: Habitat of Oil. Tulsa, Okla., American Association of Petroleum Geologists, 1958, p. 1-61.

_____ - Origin, migration and occurrence of petroleum. In: PETROLEUM exploration handbook. New York, McGraw-Hill, 1961, 836 p.

_____ - World offshore petroleum resources. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, Okla., 49(10): 1680-93, Oct. 1965.

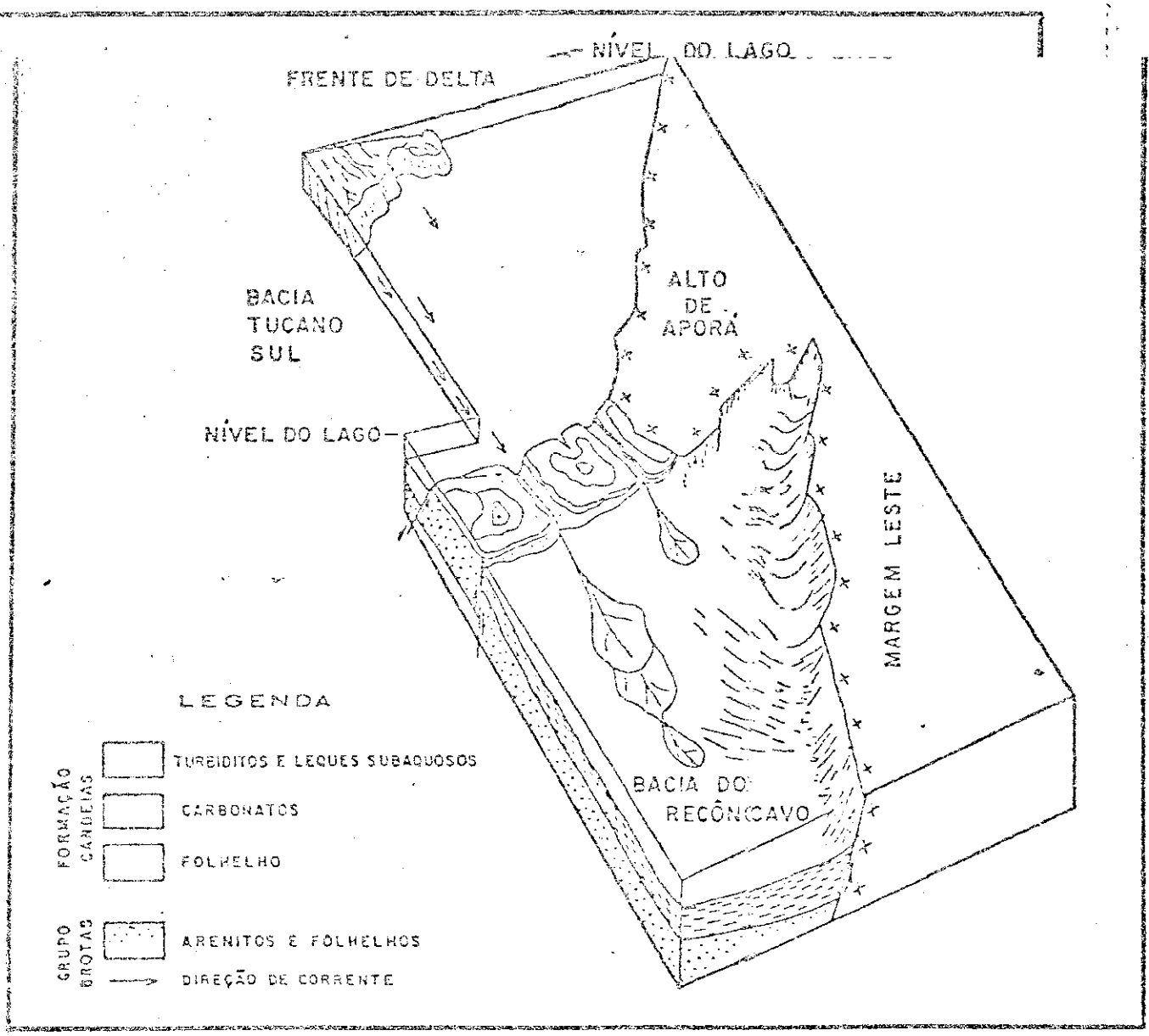
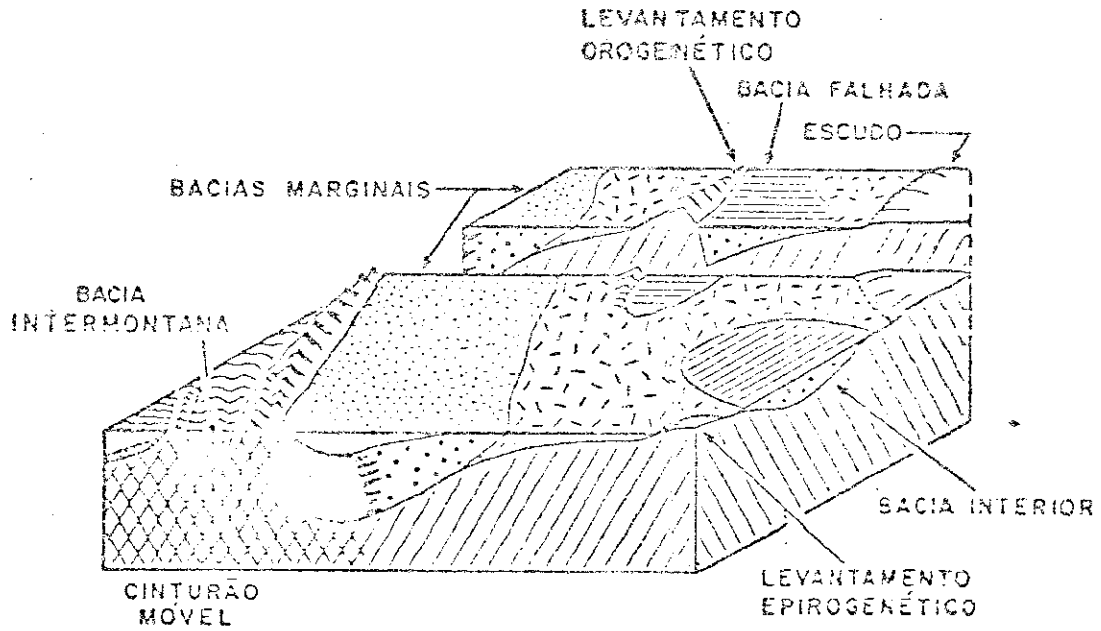


Fig. 1 - Esquema ambiental generalizado dos turbiditos Candeias, de Carozzi et alii, 1976.

ALGUNS TIPOS DE BACIAS SEDIMENTARES

(ADAPTADO DE SLOSS, 1962)



FONTE DE SEDIMENTOS

INTERNA (ESCUDO) EXTERNA (CINTURÃO MÓVEL)

FIG. 2

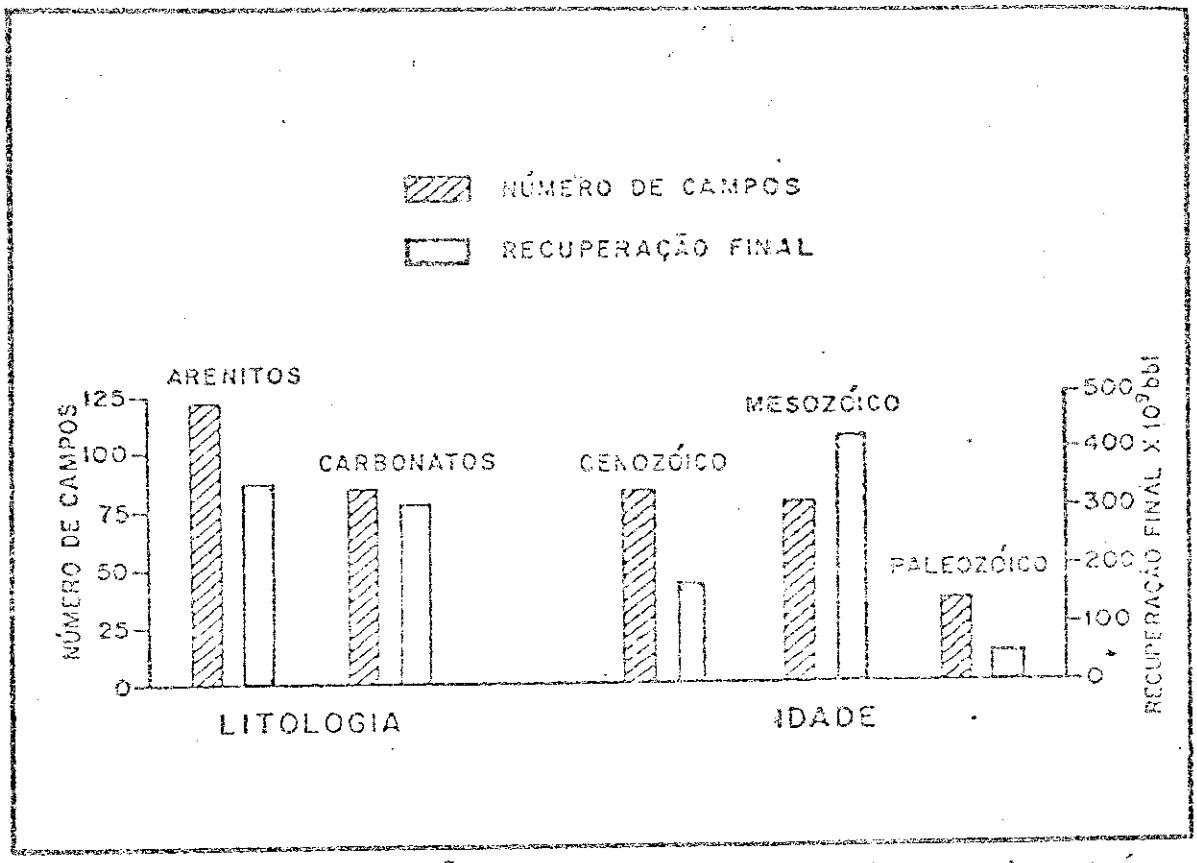


Fig. 3 - Distribuição mundial dos campos gigantes de petróleo quanto ao tipo de reservatório e idade (Moody, 1975).

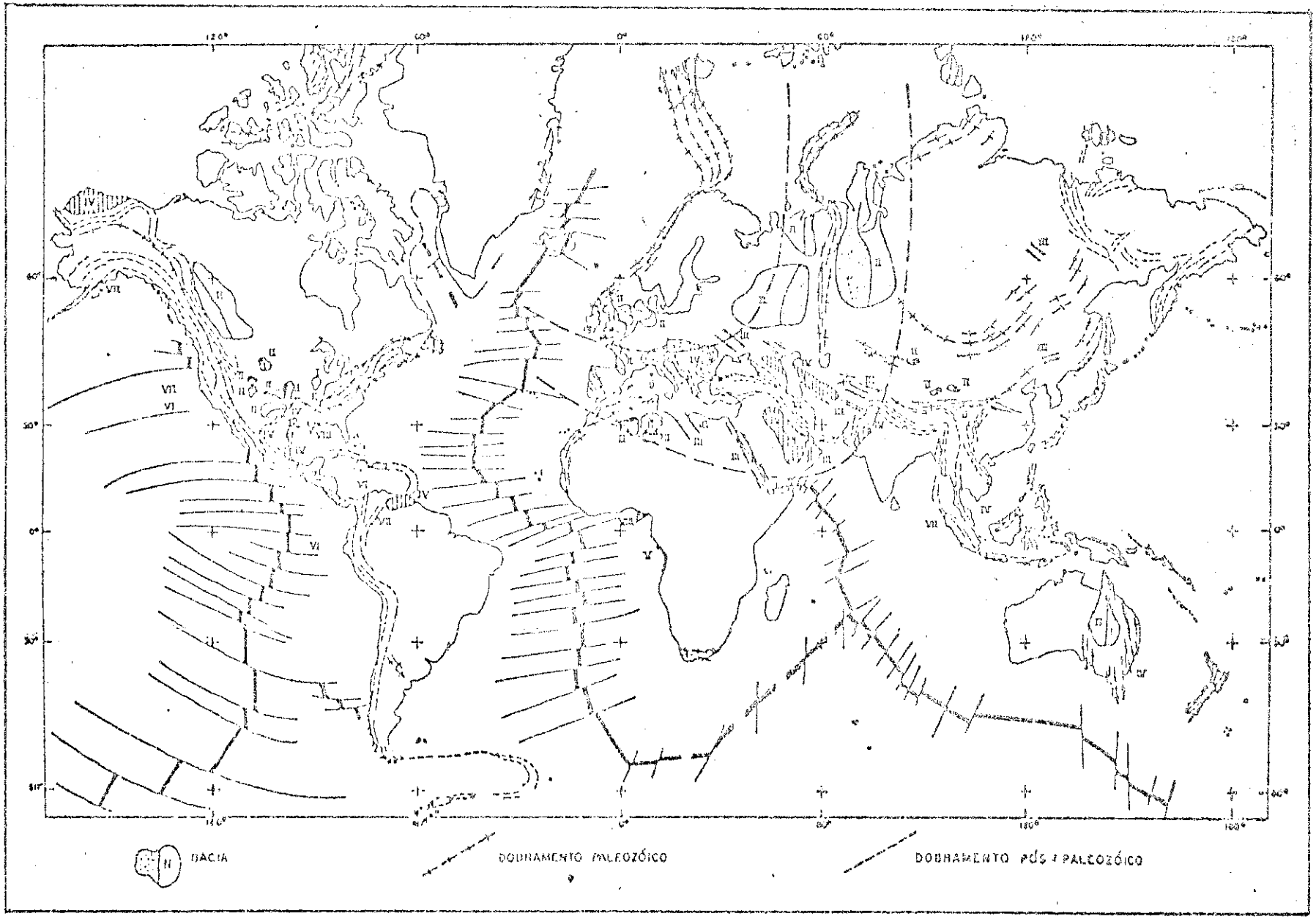


Fig. 4 - Distribuição mundial das bacias sedimentares com campos gigantes de óleo e gás e zonas de dobramentos (adaptado de Klemme, 1970).

7530-000-0658

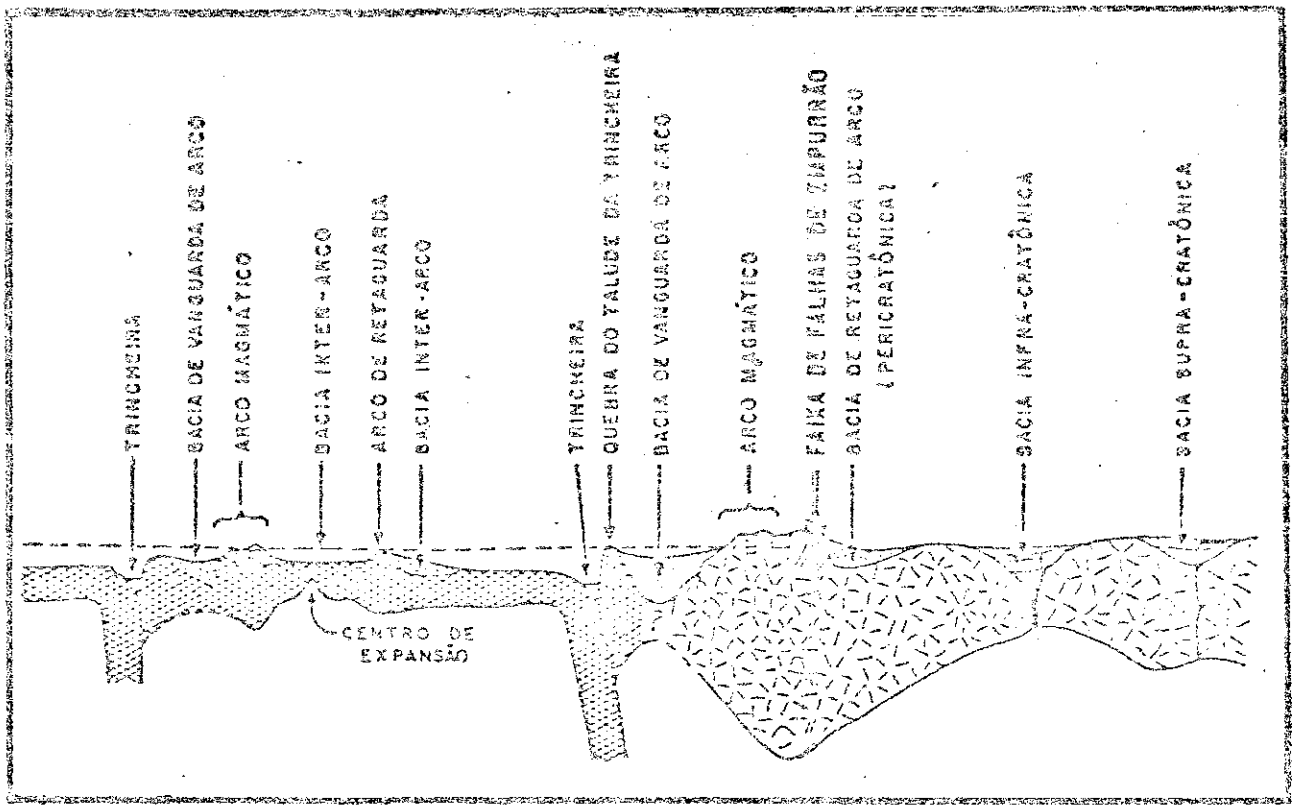


Fig. 5 - Tipos de bacias sedimentares associadas à zona de subducção e bacias cratônicas (adapatado de Dickinson, 1974).

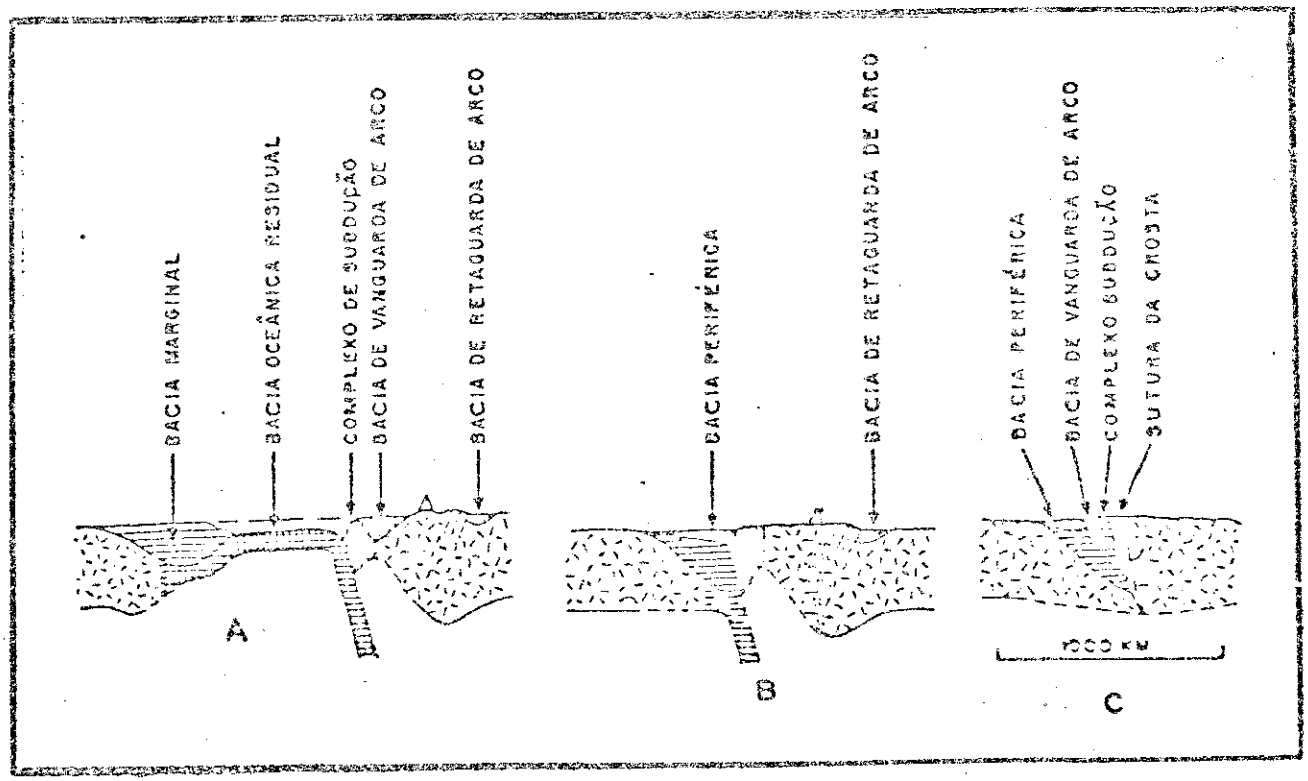


Fig. 6 - Sutura crustal resultante da colisão de placas com bacias marginais: fases de evolução (adap. de Dickinson, 1974).

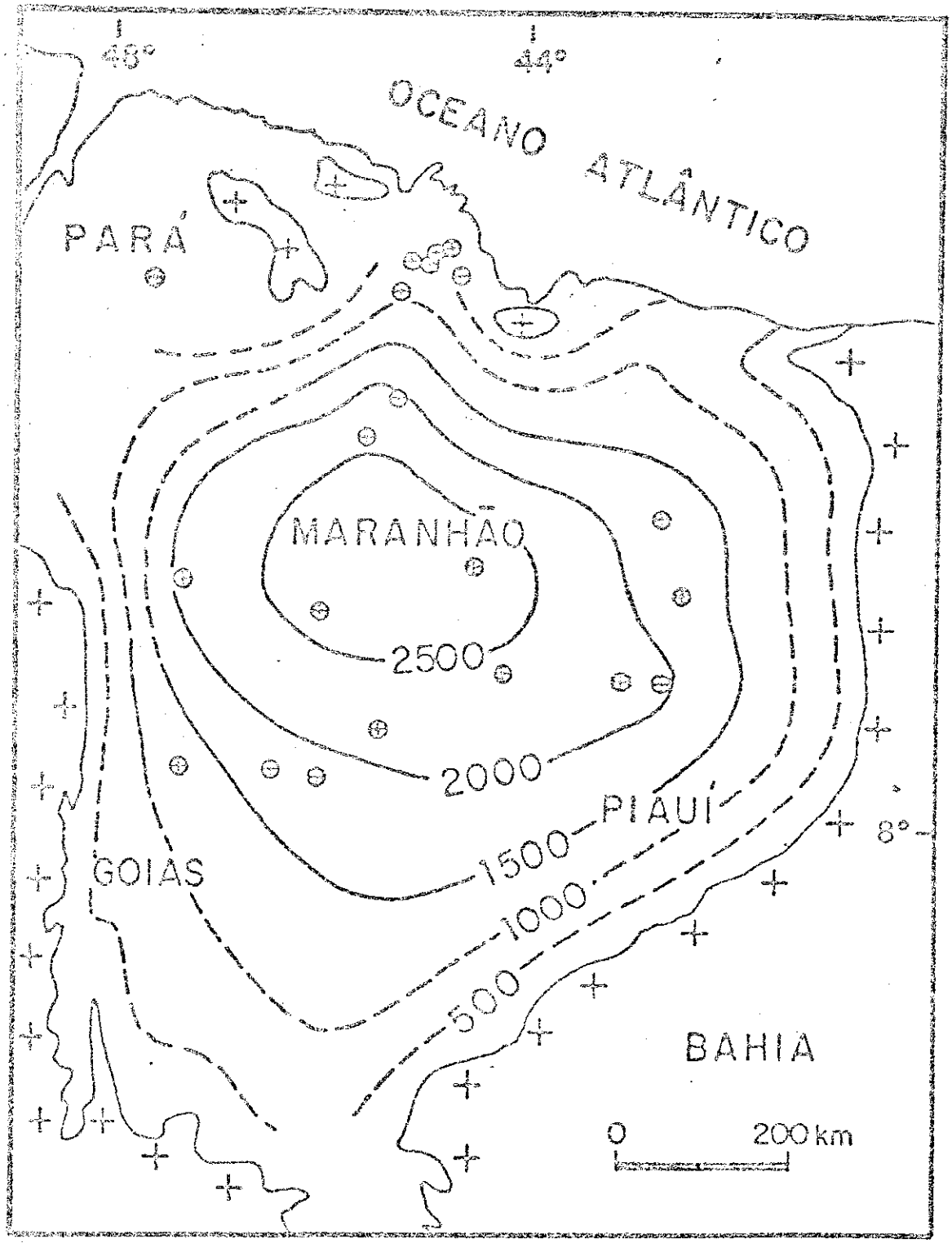


Fig. 7 - Espessura total dos sedimentos da Bacia do Maranhão - (Tipo I - Supracontinental).

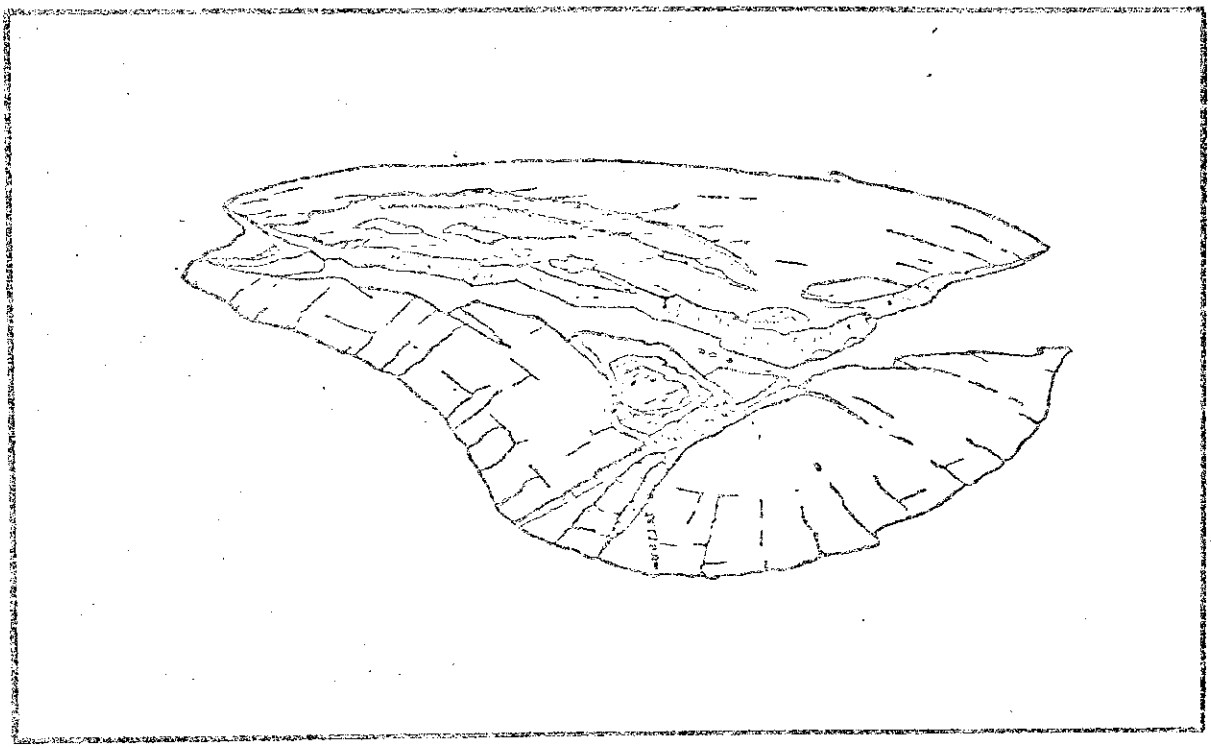


Fig. 8 - Figura esquemática mostrando arqueamento crustal na área do Mar Vermelho e Golfo de Aden (Cloos, 1951).

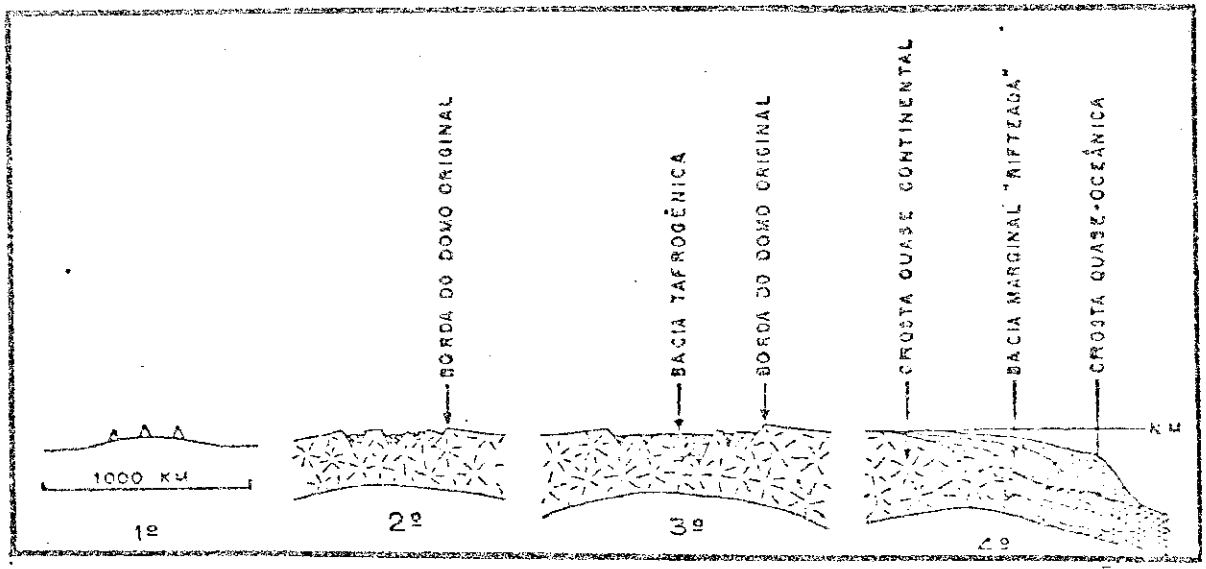


Fig. 9 - Tipos de bacias sedimentares associadas à expansão da crosta oceânica: "rift" e "pull-apart" (adaptado de Dickinson, 1974).

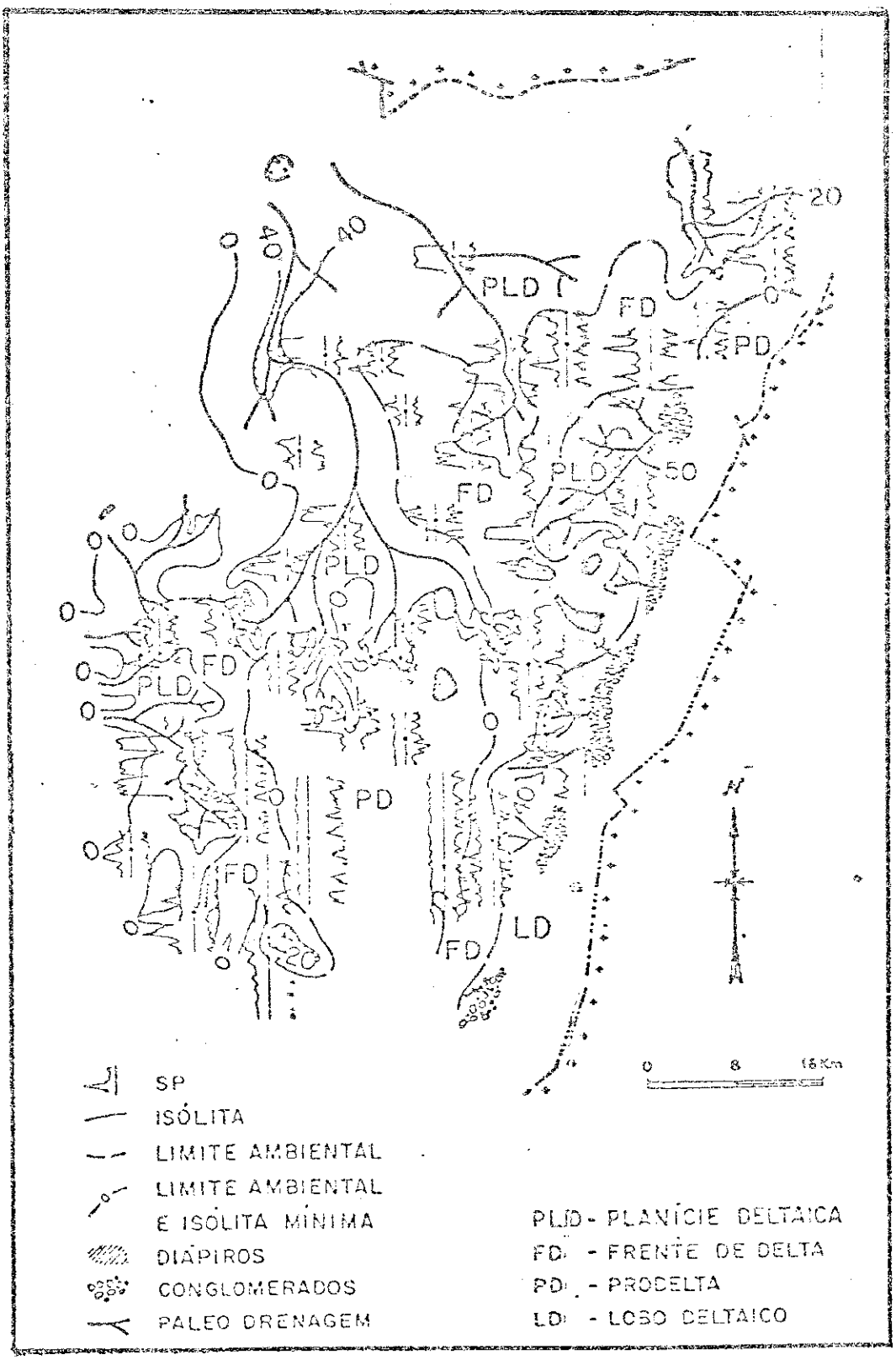


Fig. 10 - Bacia do Recôncavo, arenitos do Santiago Inferior, mostrando desenvolvimento de lobos deltaicos (adaptado de Horschutz et alii, 1973).

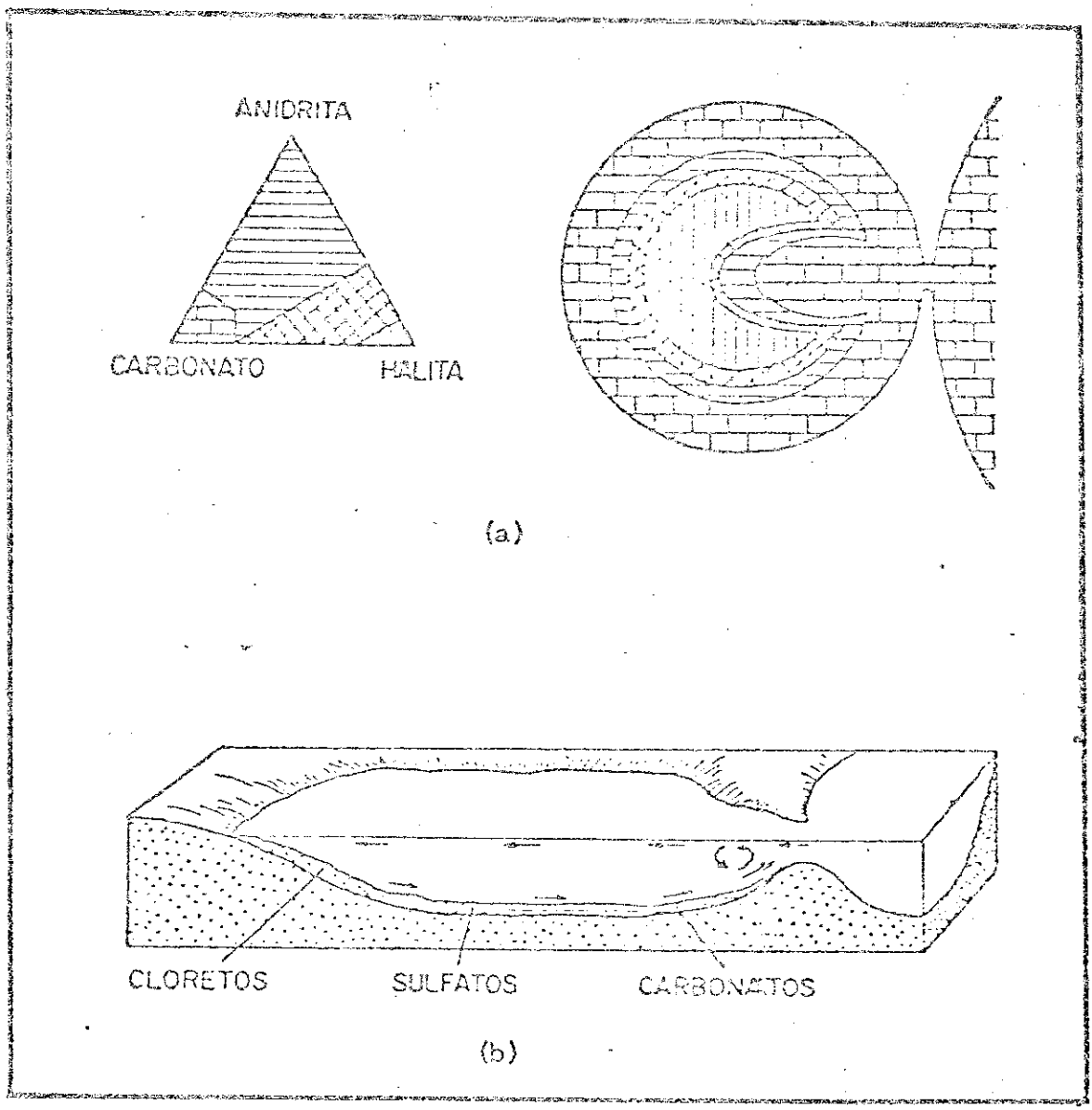


Fig. 11 - Modelo de bacia selada evaporítica: (a) geometria esquemática da bacia e distribuição das salmouras e (b) seção mostrando restrição, direção do fluxo da água e refluxo da salmoura (adaptado de Briggs, 1958; Krumbein e Sloss, 1963).

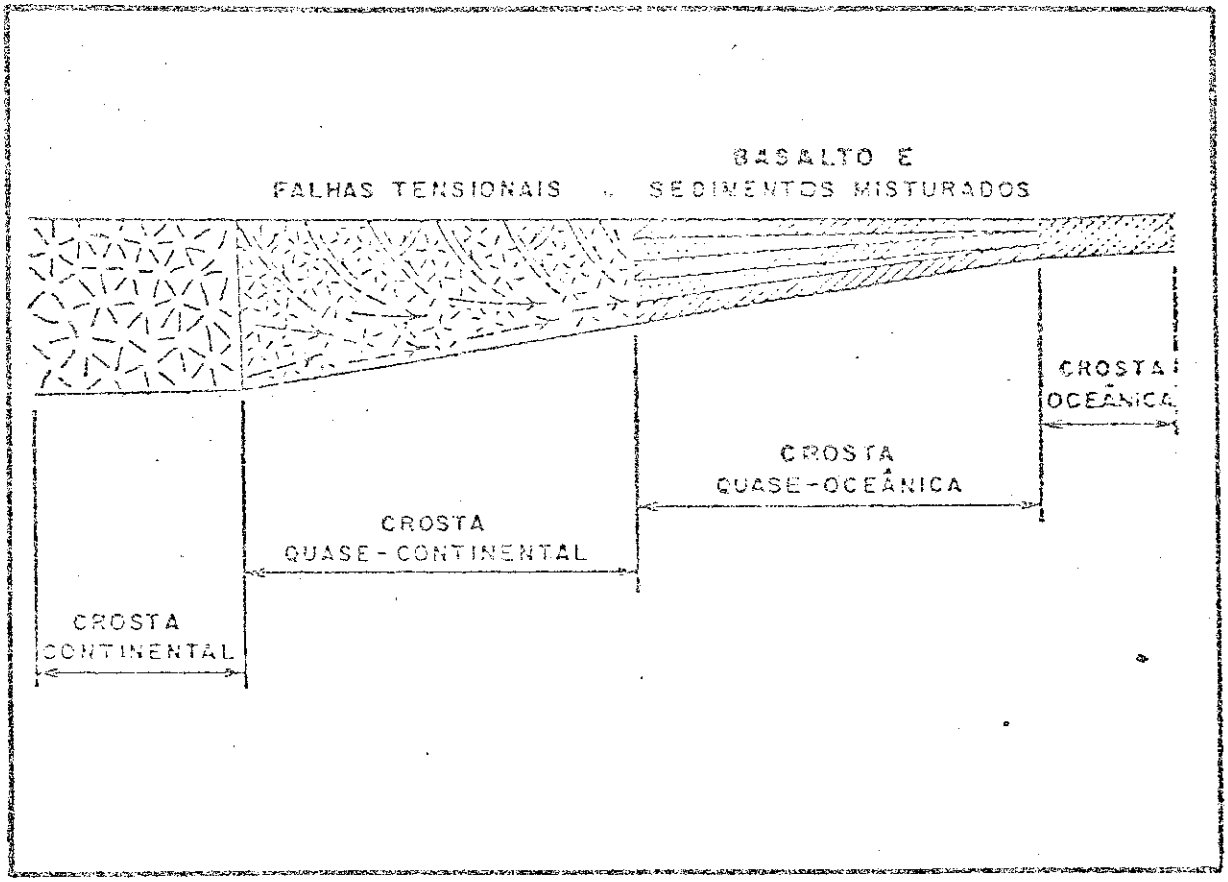


Fig. 12 - Esquema crosta continental - transicional - oceânica (Dickinson, 1974).

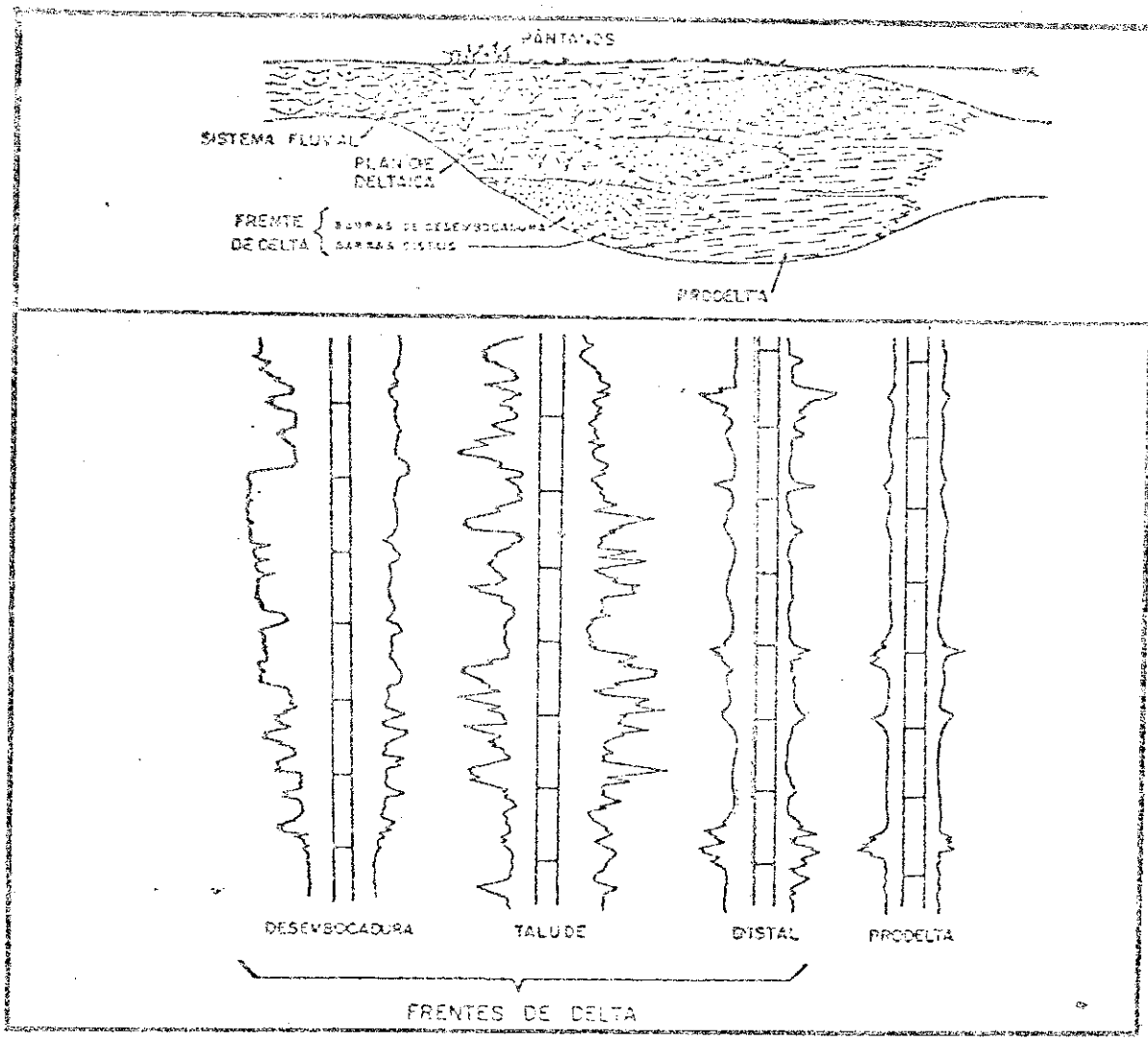


Fig. 13 - Seção esquemática através do delta do Mississipi (a) com sequências sedimentares típicas (b). Adaptadas de Coleman e Gagliano (1964), Fisher e McGowen (1967) e Fisher (1969).

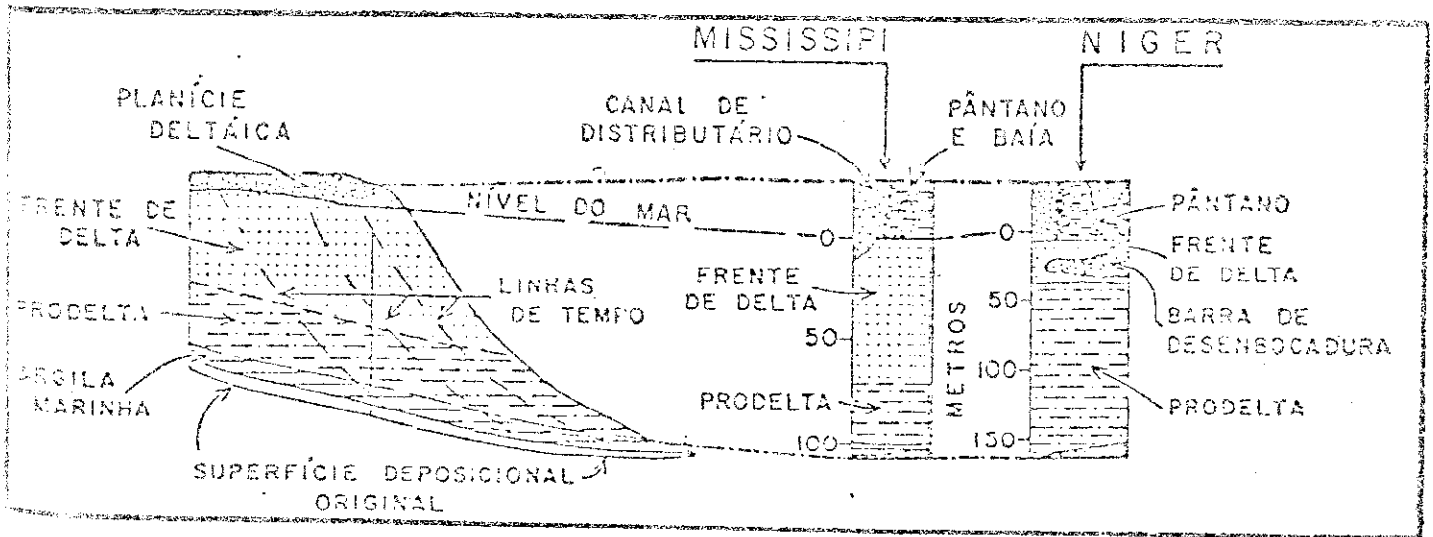
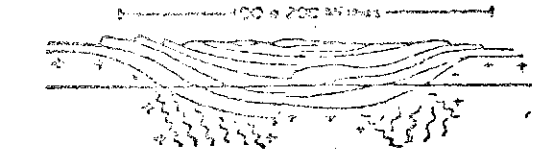
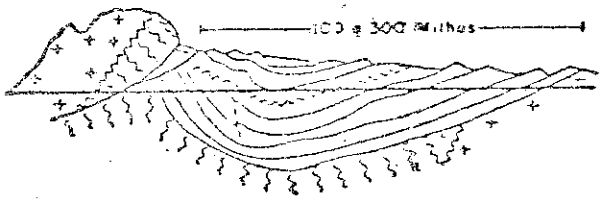


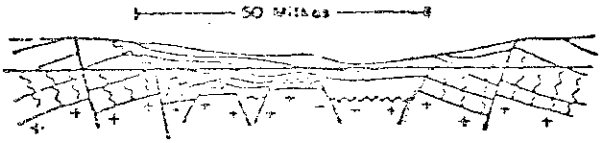
Fig. 14 - Distribuição idealizada de sedimentos deltáicos com correspondentes dos deltas do Mississipi e Niger (adaptado de Klein, 1974).



TIPO I



TIPO II



TIPO III

Fig. 15 - Bacias cratônicas, Klemme, 1975.

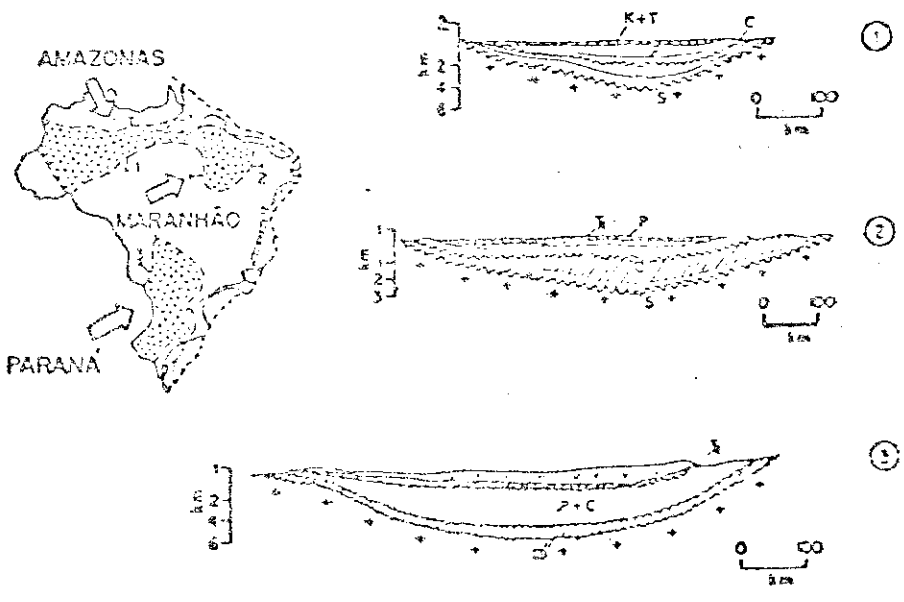
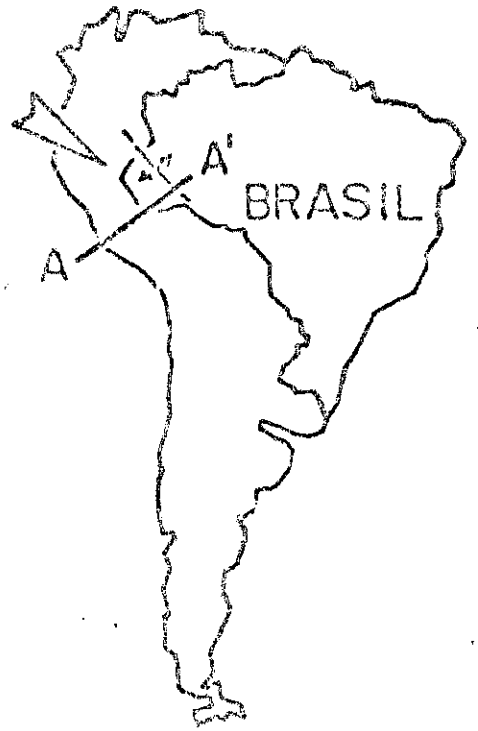


Fig. 16 - Bacias paleozóicas brasileiras: localização e seções geológicas.



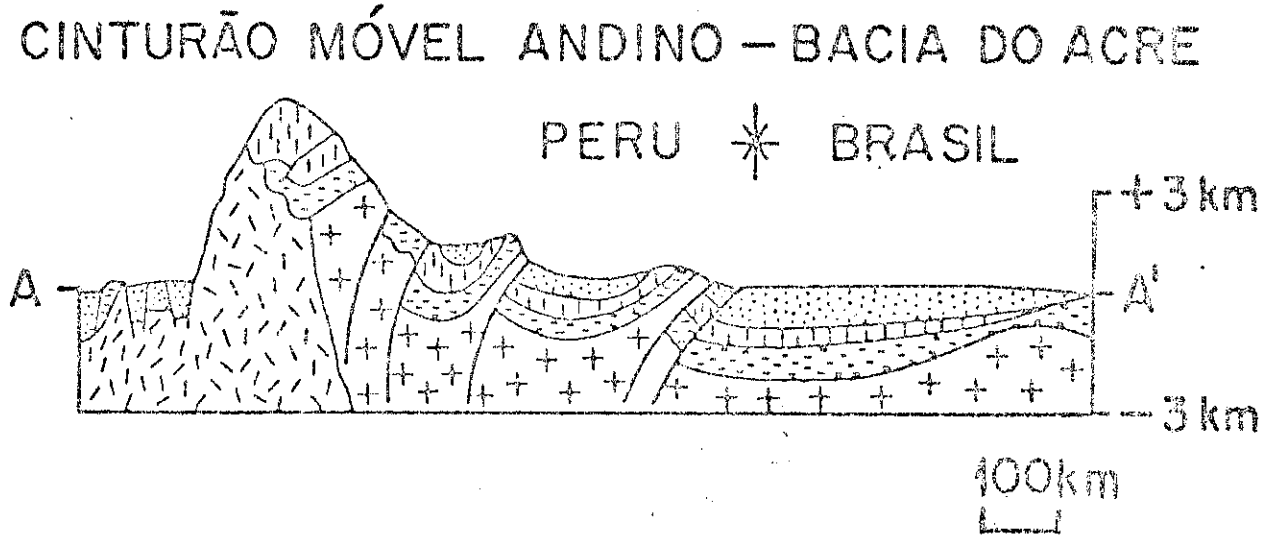


Fig. 17 - Bacia do Acre: situação geológica e geográfica (adap. esquemática, Miura, 1972).

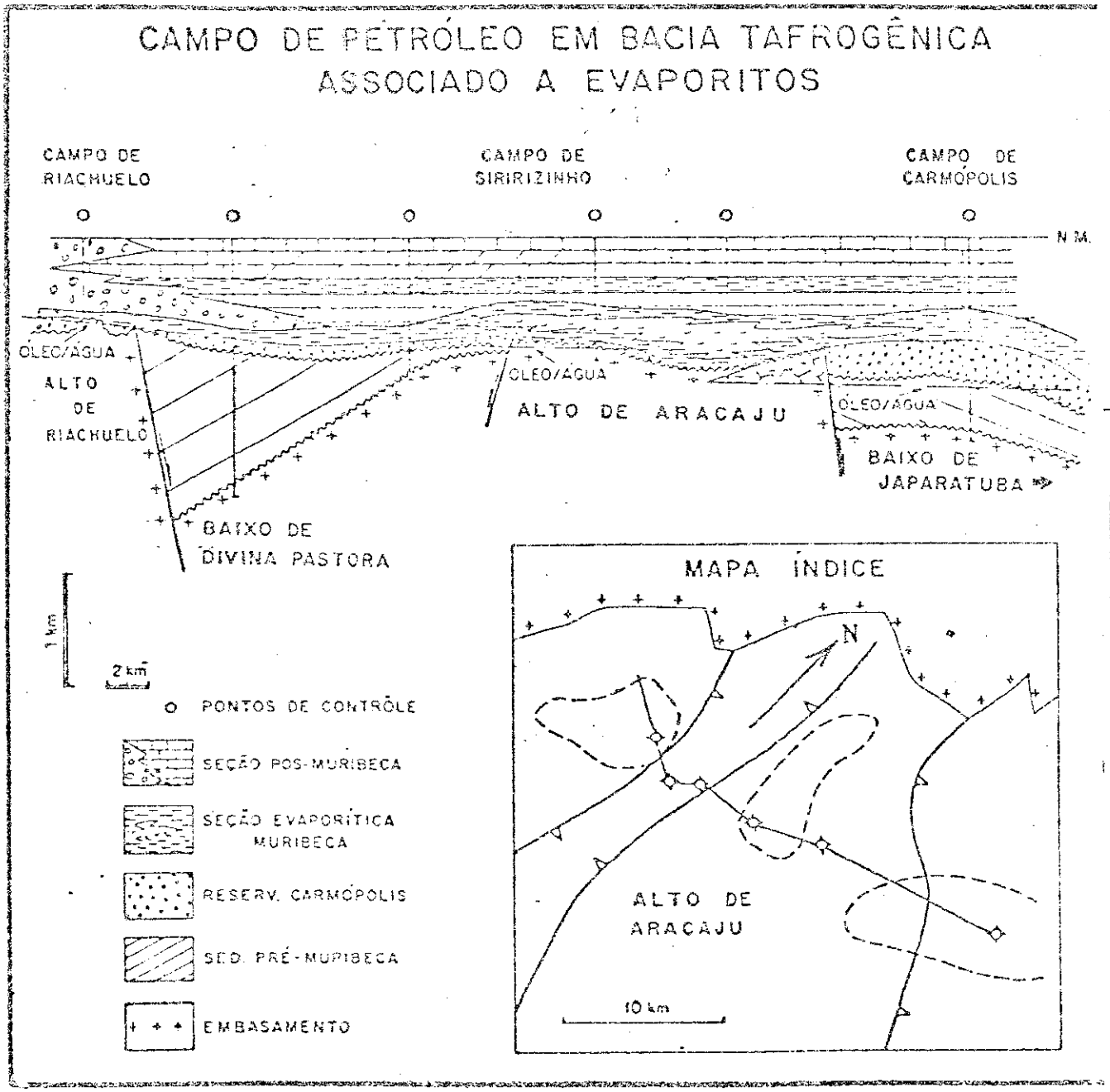

CAMPO DE PETRÓLEO EM BACIA TAFROGÊNICA ASSOCIADO A EVAPORITOS
CAMPO DE RIACHUELO
CAMPO DE SIRIRIZINHO
CAMPO DE CARMÓPOLIS
N.M.
ÓLEO/ÁGUA
ALTO DE RIACHUELO
ÓLEO/ÁGUA
ALTO DE ARACAJU
ÓLEO/ÁGUA
BAIXO DE JAPARATUBA
BAIXO DE DIVINA PASTORA
1 km
2 km
PONTOS DE CONTRÔLE
SEÇÃO PÓS-MURIBECA
SEÇÃO EVAPORÍTICA MURIBECA
RESERV. CARMÓPOLIS
SED. PRÉ-MURIBECA
EMBASAMENTO
MAPA ÍNDICE
N
ALTO DE ARACAJU
10 km

FIGURA - 18

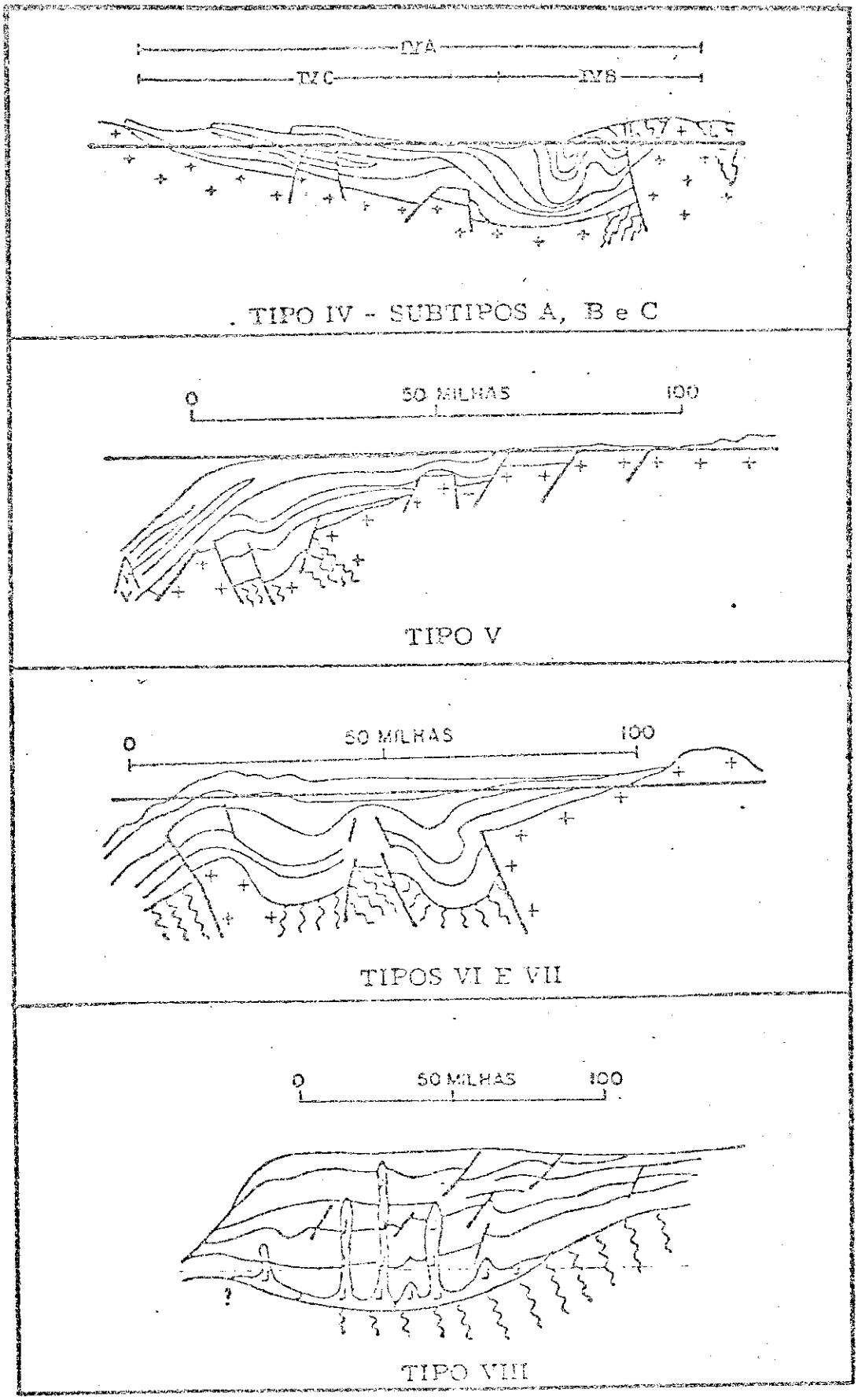
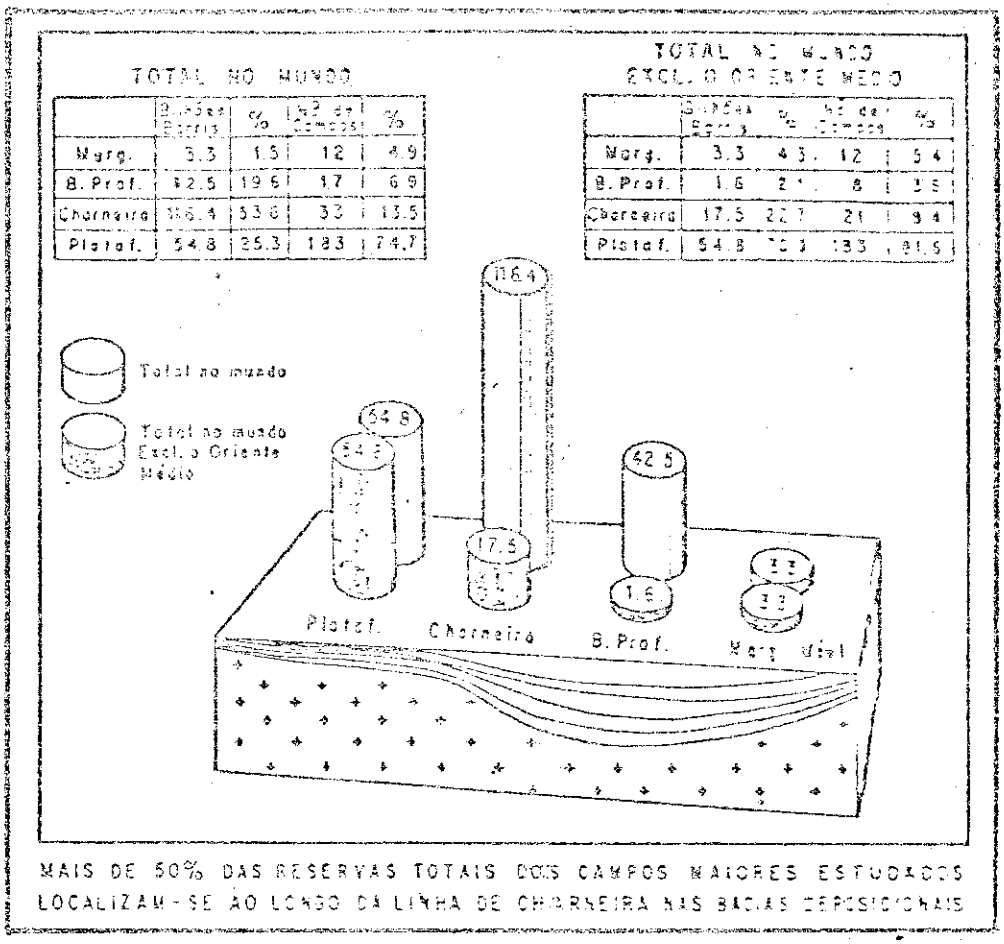


Fig. 19 - Bacias de crosta intermediária, segundo Klemme, 1975.



	Bilhões Barris	%	Nº de Campos	%
Marg.	3.3	1.5	12	4.9
B. Prof.	42.5	19.6	17	6.9
Charneira	116.4	53.6	33	13.5
Plataf.	54.8	25.3	183	74.7

	Bilhões Barris	%	Nº de Campos	%
Marg.	3.3	4.3	12	5.4
B. Prof.	1.6	2.1	8	3.5
Charneira	17.5	22.7	21	9.4
Plataf.	54.8	70.9	183	81.6

Fig. 20 - Distribuição das reservas de petróleo segundo as feições principais das bacias sedimentares (Knebel e Rodrigues-Braso, 1956).

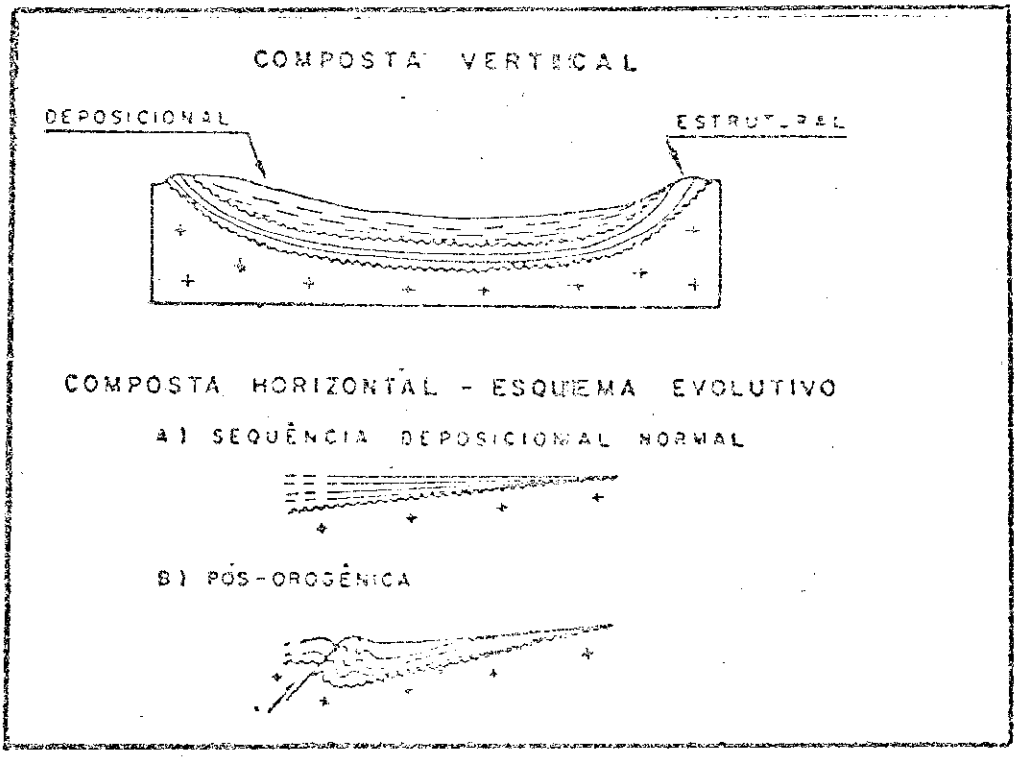


Fig. 21 - Bacias sedimentares (Levorsen, 1954).

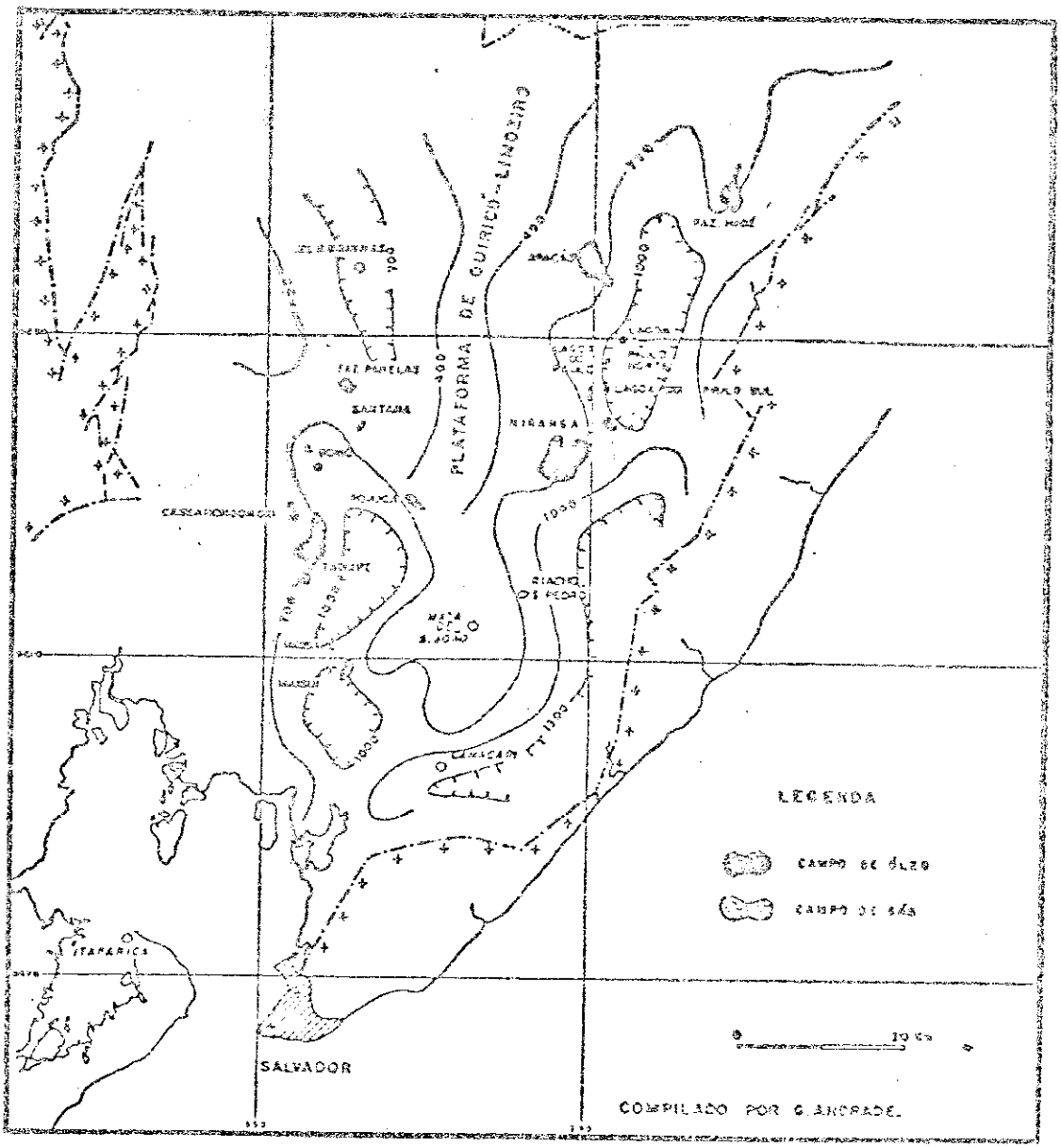


Fig. 22 - Isópacas do Andar Aratu e acumulações associadas, Bacia do Recôncavo.

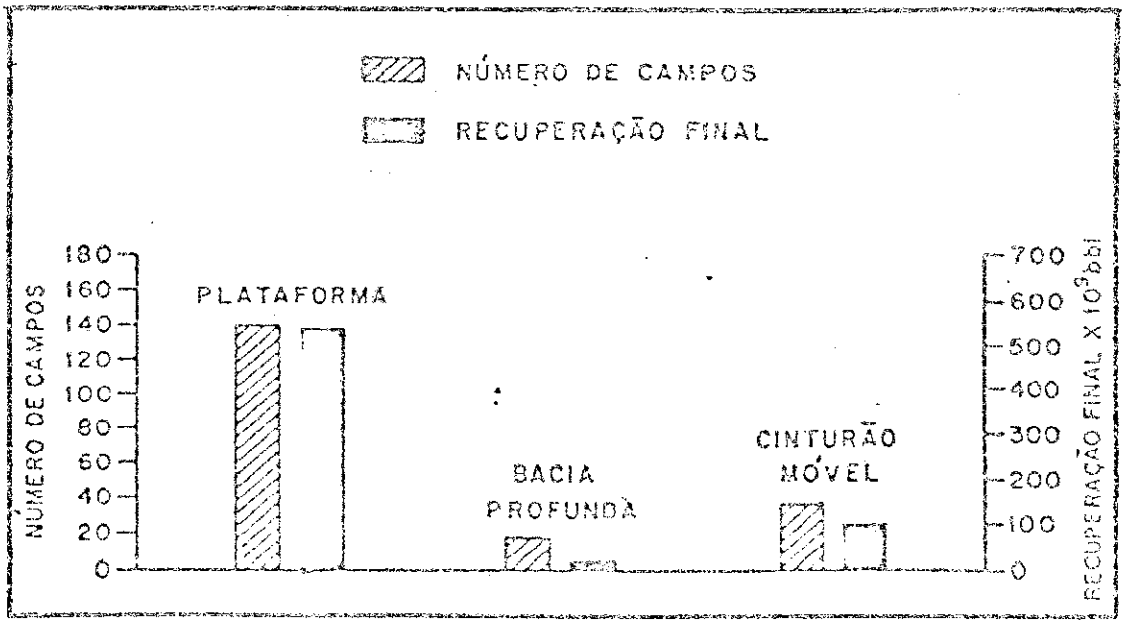
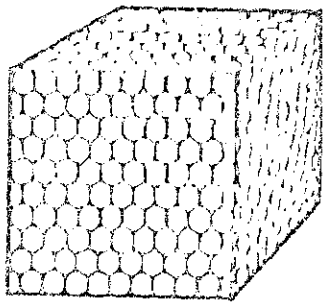


Fig. 23 - Distribuição mundial dos campos gigantes nas bacias sedimentares (Moody, 1972).

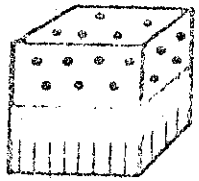
ÓLEO RECUPERÁVEL DE $1m^3$ DE ARENITO (POR POÇO)



$1m^3 = 1000\ \ell$

ROCHA RESERVATÓRIO

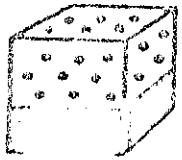
Vr. Φ



200 ℓ

POROS COM ÁGUA E ÓLEO

Vr.Φ(1-SW)



140 ℓ

ÓLEO TOTAL IN SITU

Vr.Φ(1-SW)FR

42 $\ell \simeq$ 0,3 bbl

ÓLEO RECUPERAVEL EM POÇO

Vr.Φ(1-SW) FR/Bo

0,29 bbl

ÓLEO RECUPERÁVEL EM TANQUE

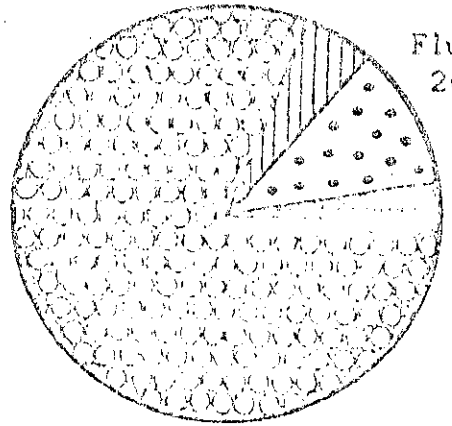
CARACTERISTICAS DA ROCHA ACIMA

Porosidade (Φ) 20%

Saturação de petróleo 70%

Fator de recuperação (FR) 30%

G. Bacoccoli, 08/73



LEGENDA

Rocha

Água

Óleo não recuperável

Óleo recuperável

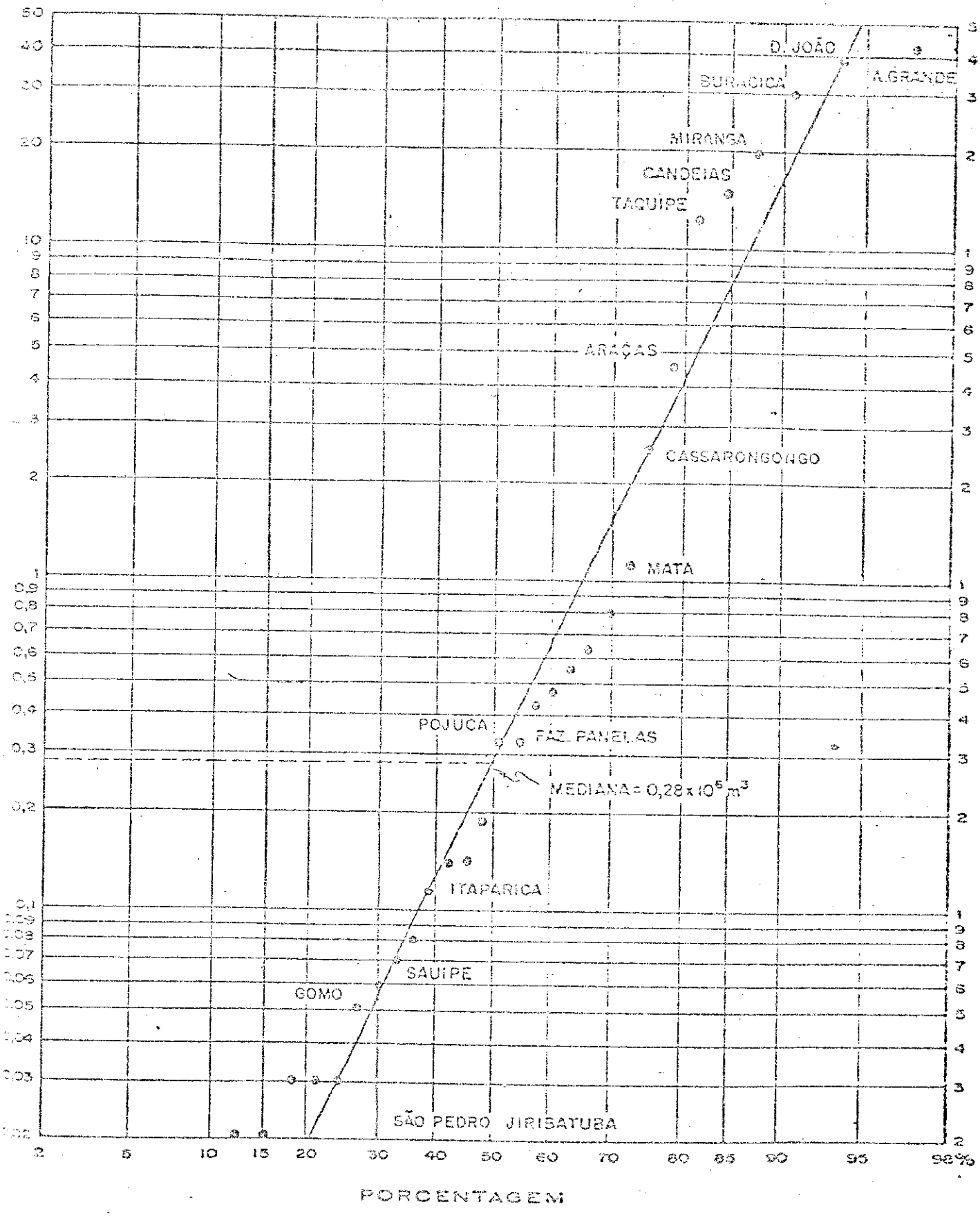


FIG. 25 – DISTRIBUIÇÃO POR CLASSE DE VOLUME DOS CAMPOS DA BACIA DO RECÔNCAVO, BAHIA.
(ADAPTADO DE VIEIRA E WEYLER, 1968).

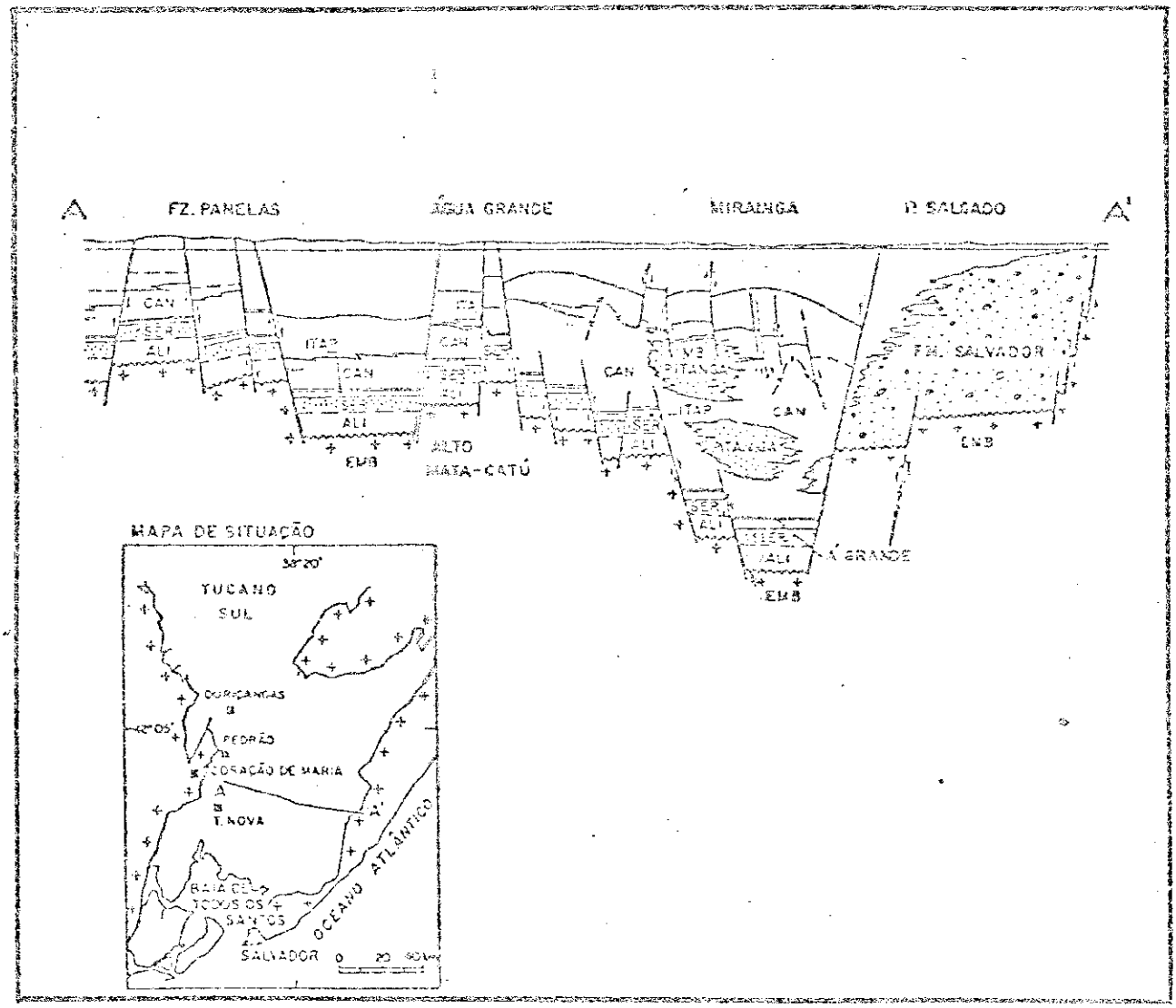


Fig. 25 - Bacia do Recôncavo - Seção geológica transversal.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

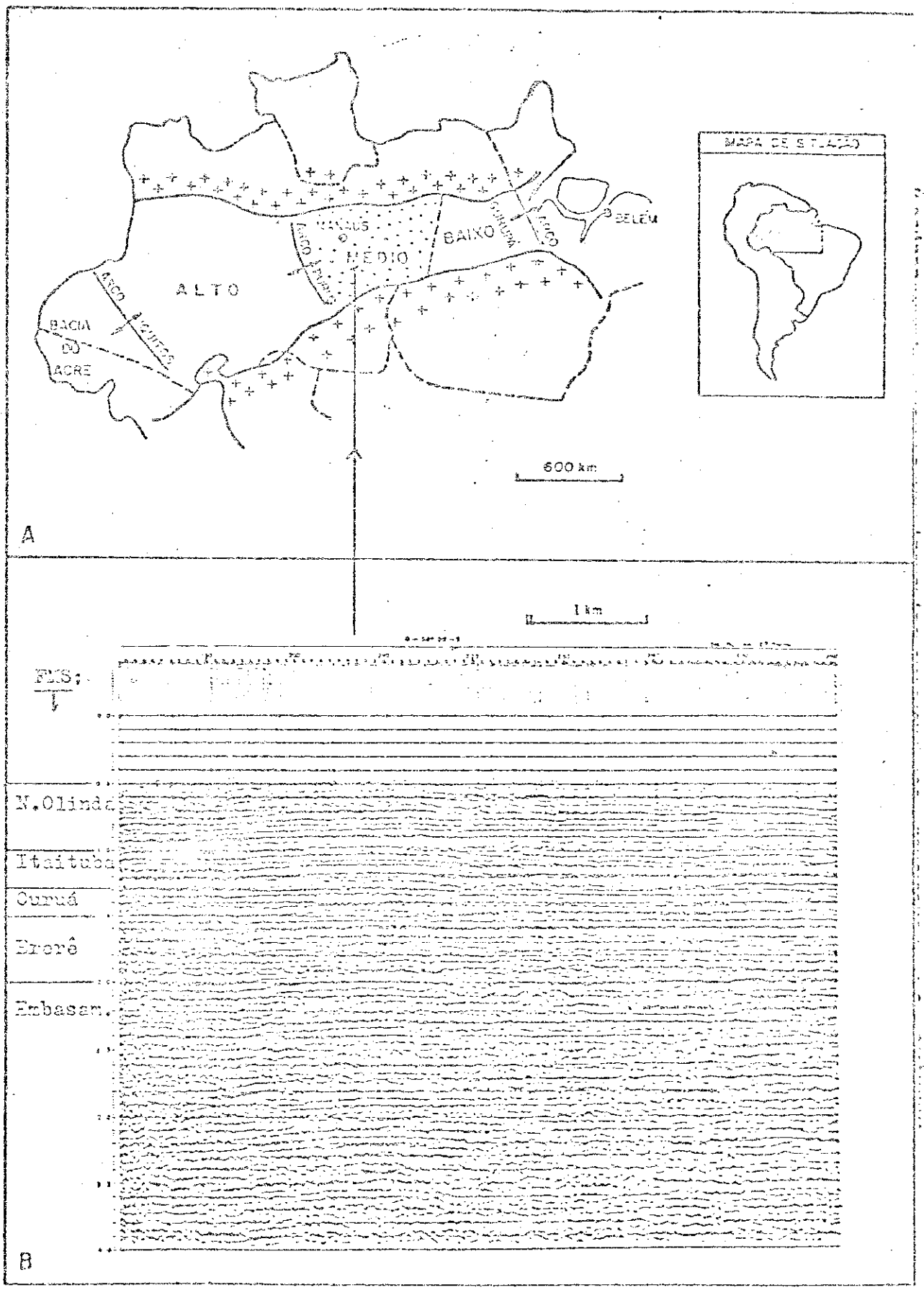


Fig 27 - Bacia do Amazonas mostrando: A - áreas regionais; B - arquitetura estrutural refletida em horizontes sísmicos.

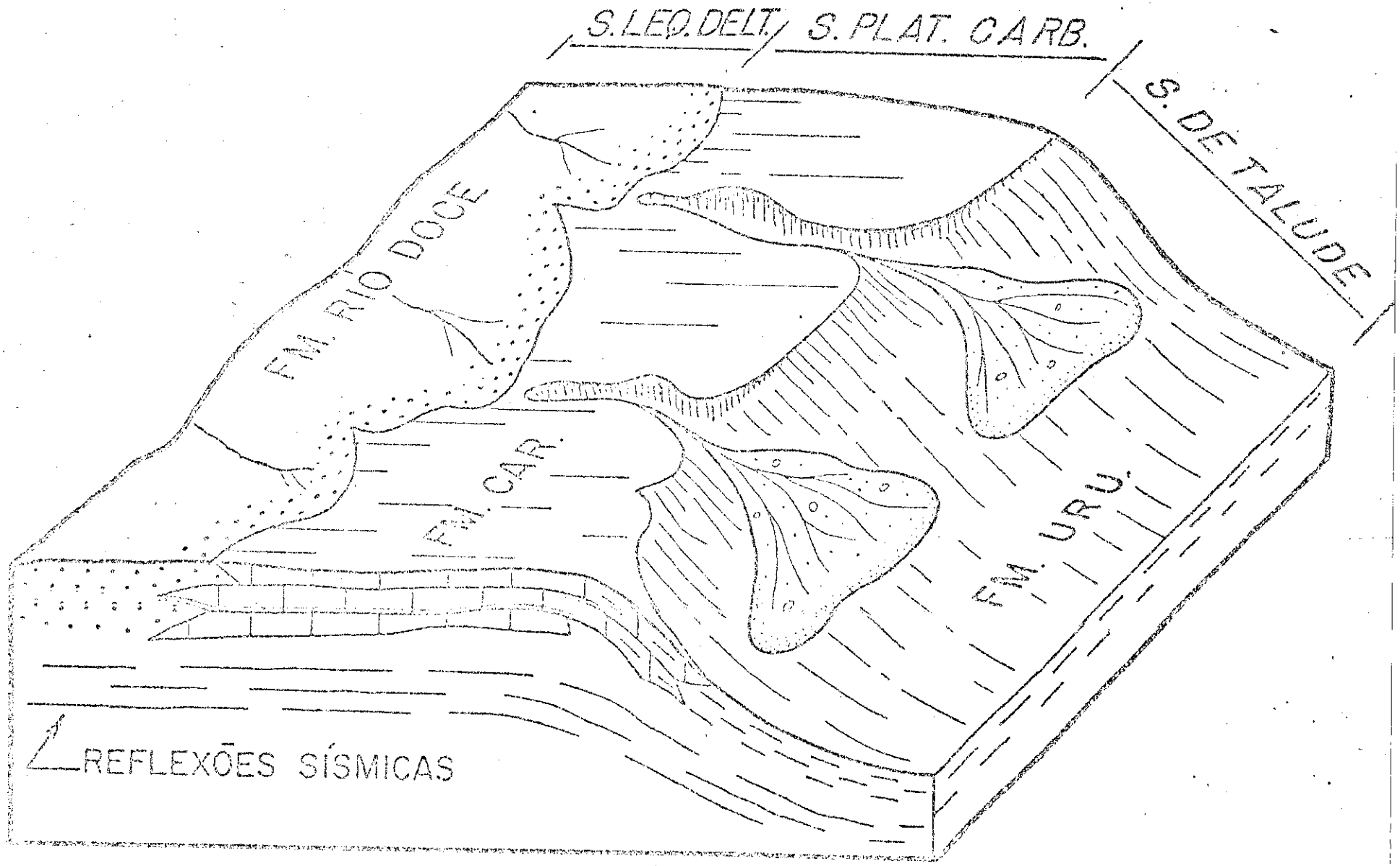


Fig. 28 - Sistemas deposicionais, formando uma "banda de sistemas", durante o Terciário

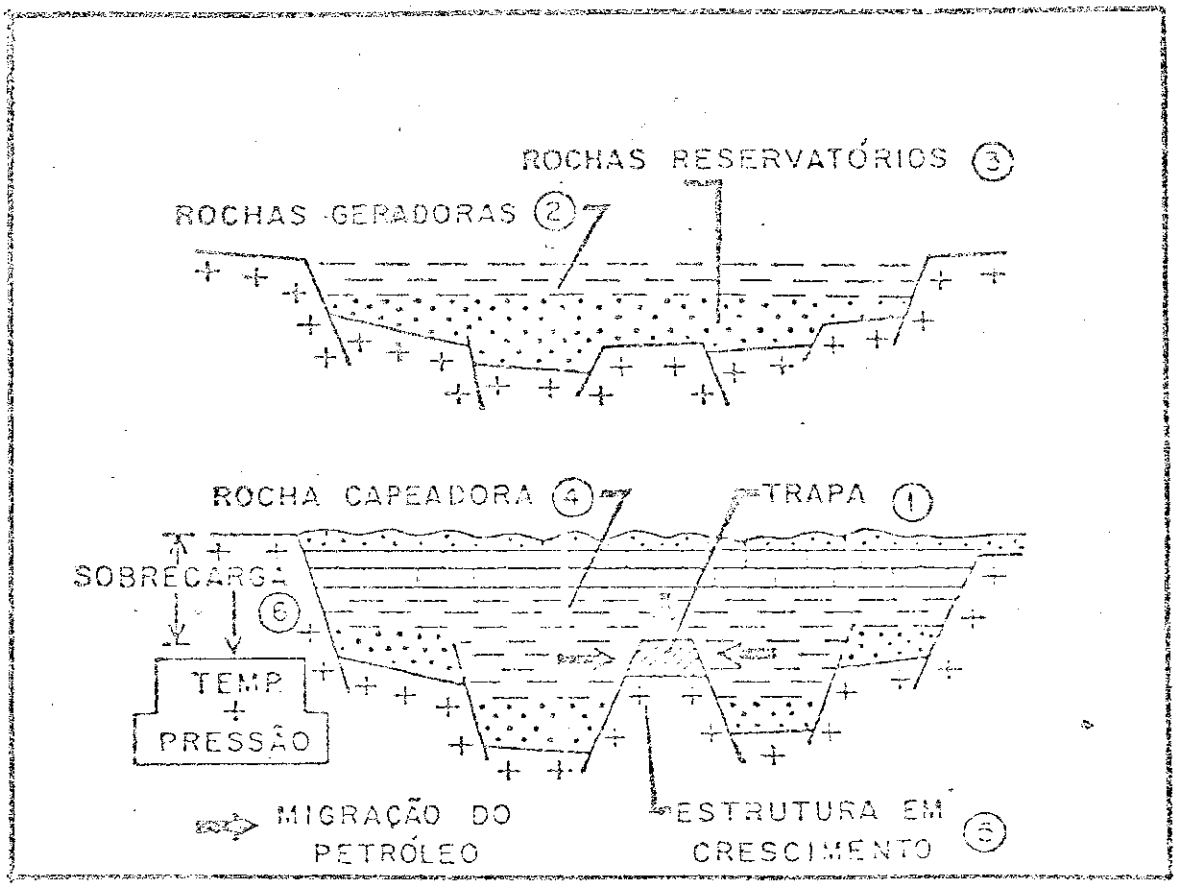


Fig. 29 - Condições básicas necessárias para acumulação de petróleo em uma bacia sedimentar.

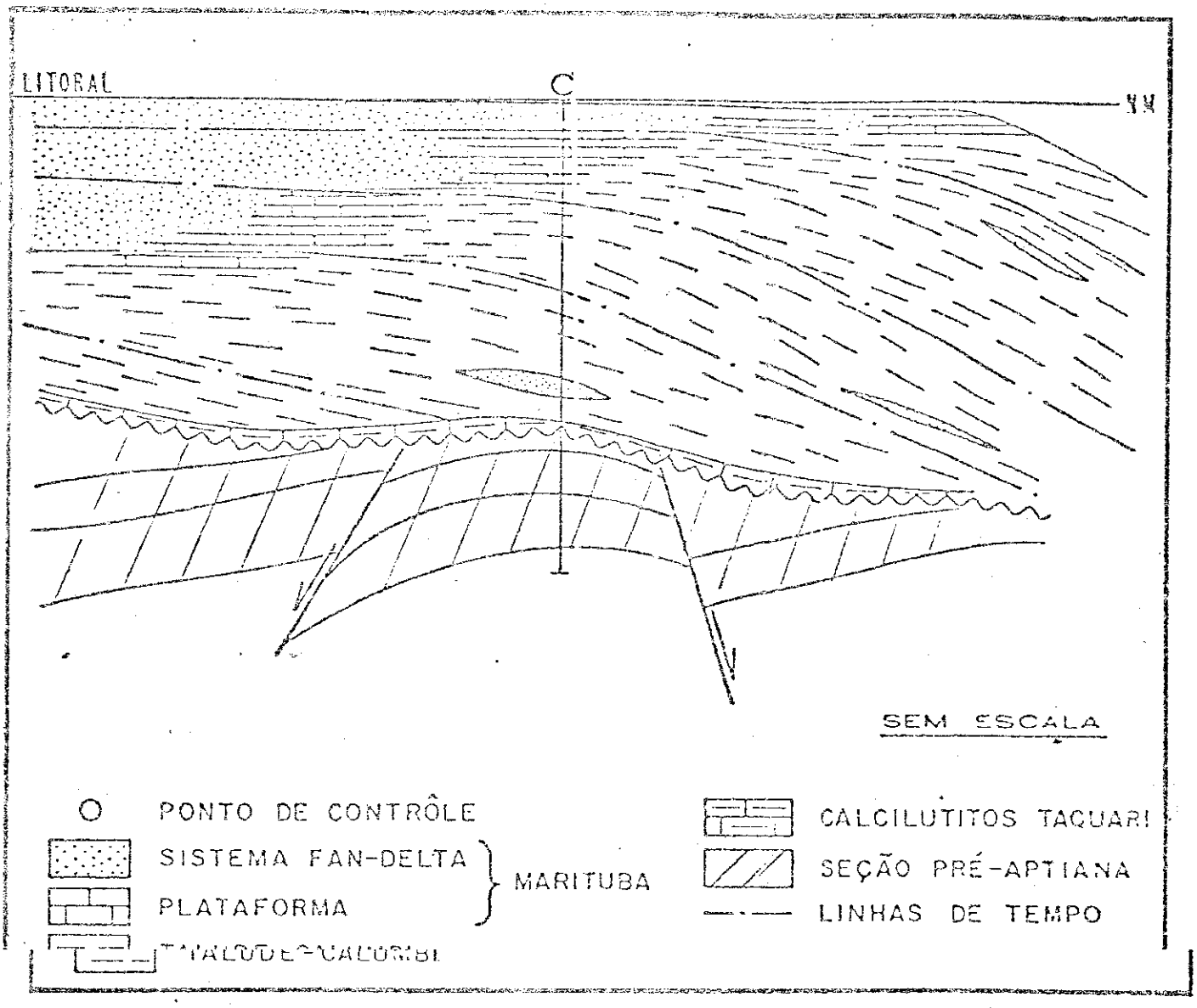


Fig. 30- Seção esquemática na Bacia Sergipe-Alagoas mostrando progradação dos sistemas que constituem a formação Piaçabuçu.

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

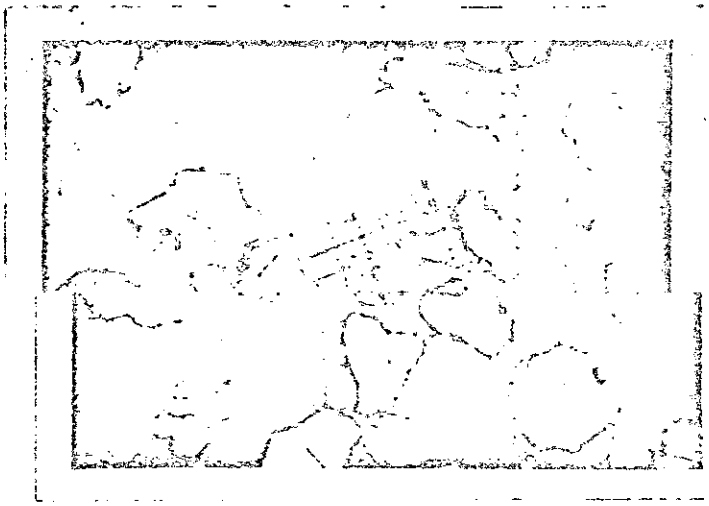


Fig. 31 — Lâmina de reservatório da formação Açu, Bacia Potiguar, mostrando porosidade obliterada por diagênese ácida.

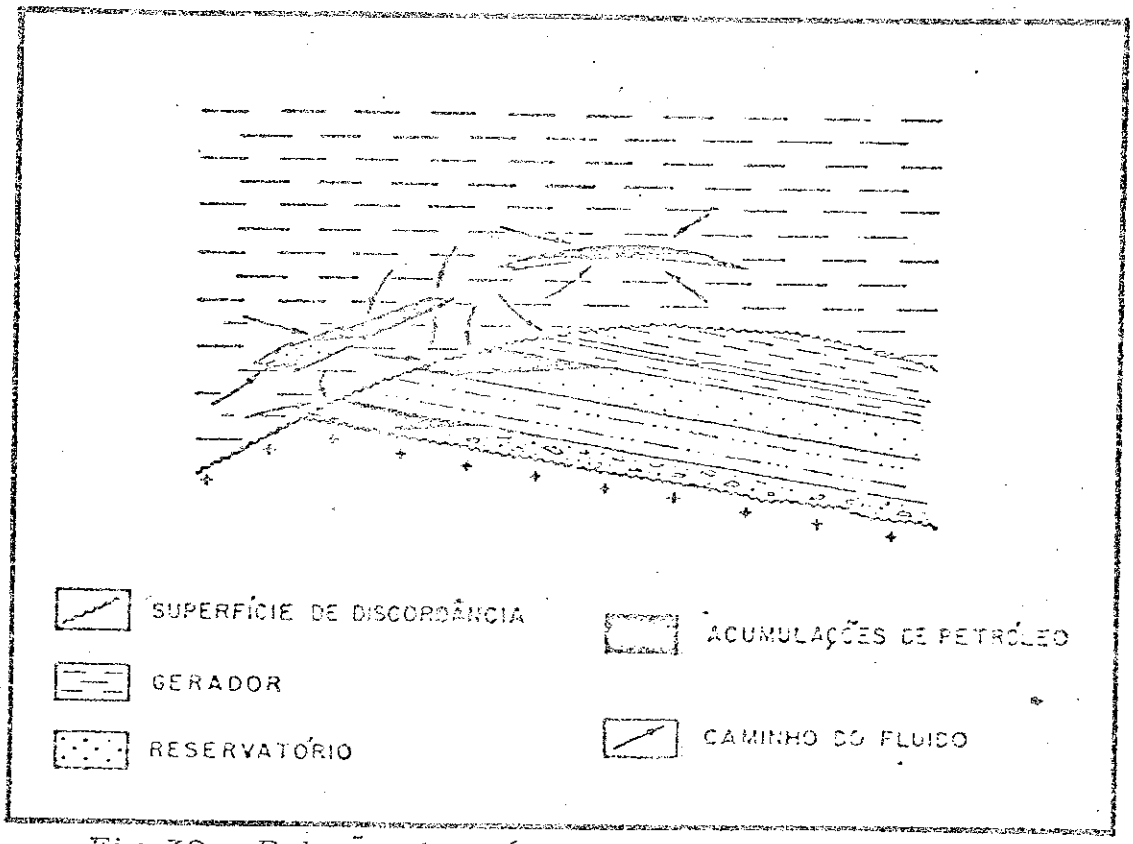
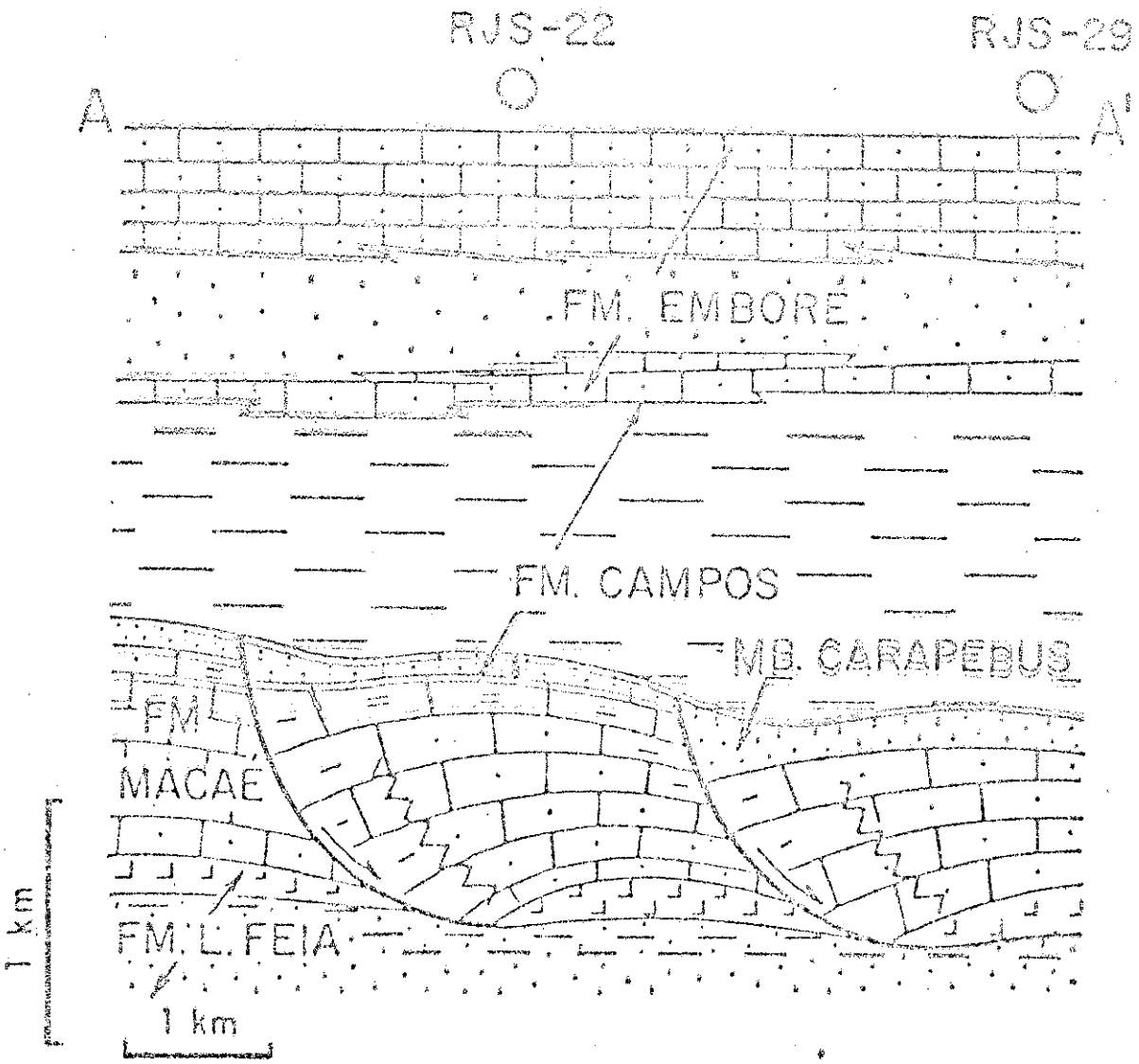


Fig. 32 - Relações favoráveis entre matrizes e reservatórios através de discordância angular e em reservatórios lenticulares.



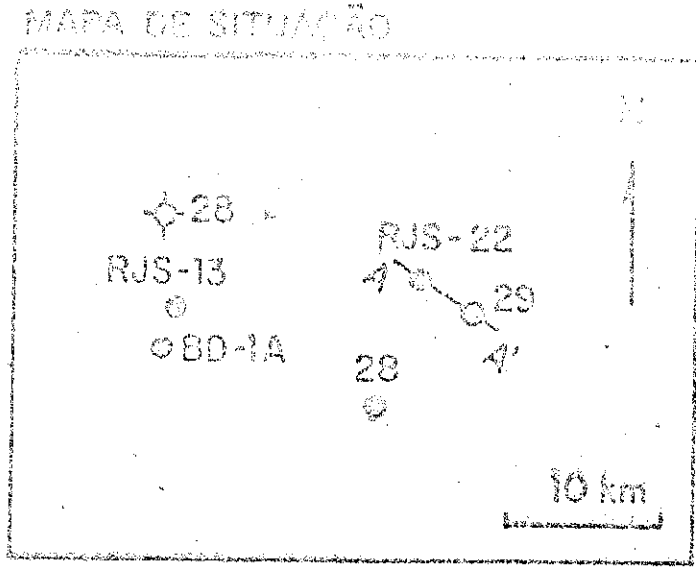


Fig. 33 - Ocorrência de óleo em anticlinais de compensaçao associada a falhas de crescimento relacionadas com a presença de sal.

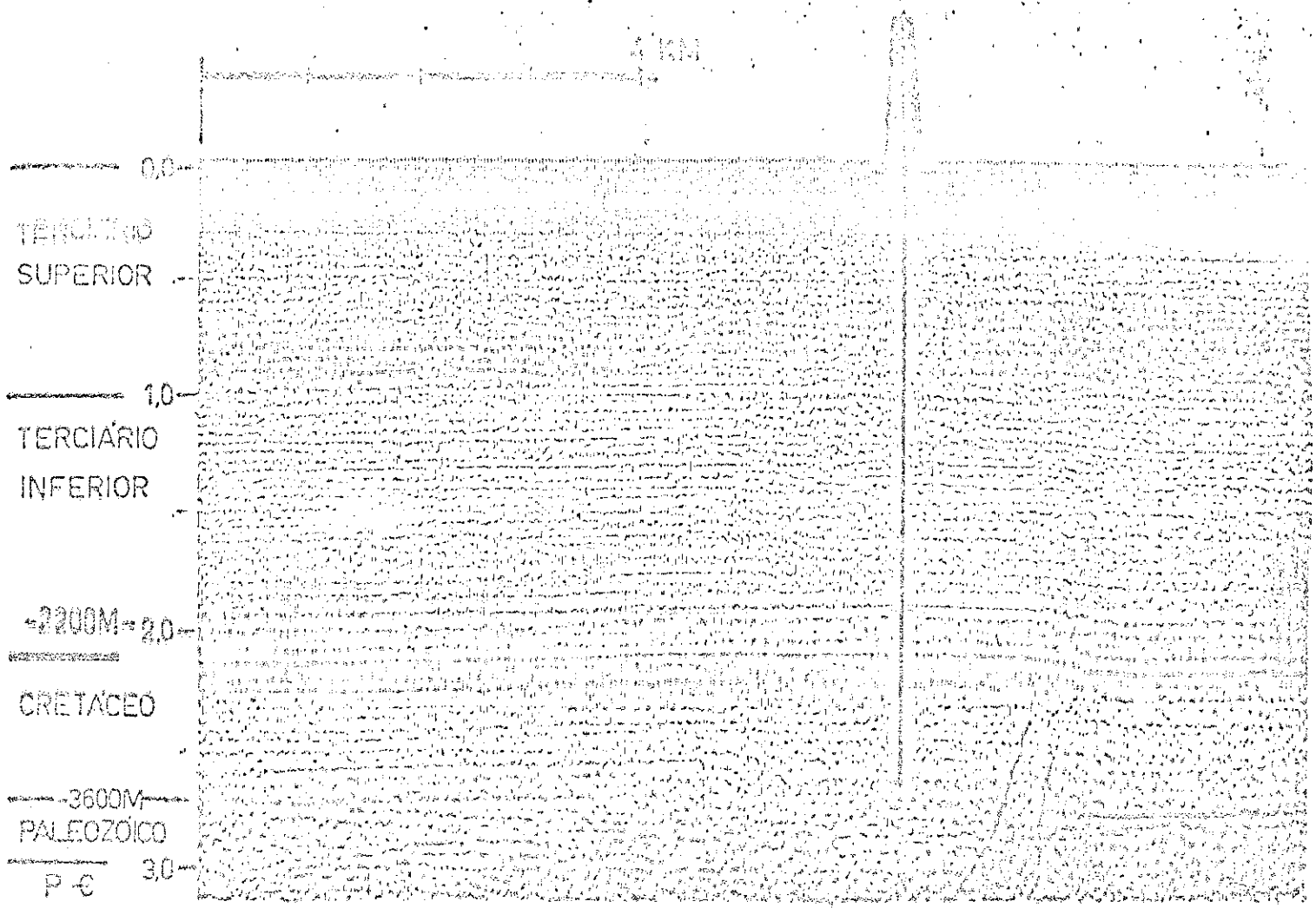


Fig. 34 - Campo de Trompeteiros - Perú.

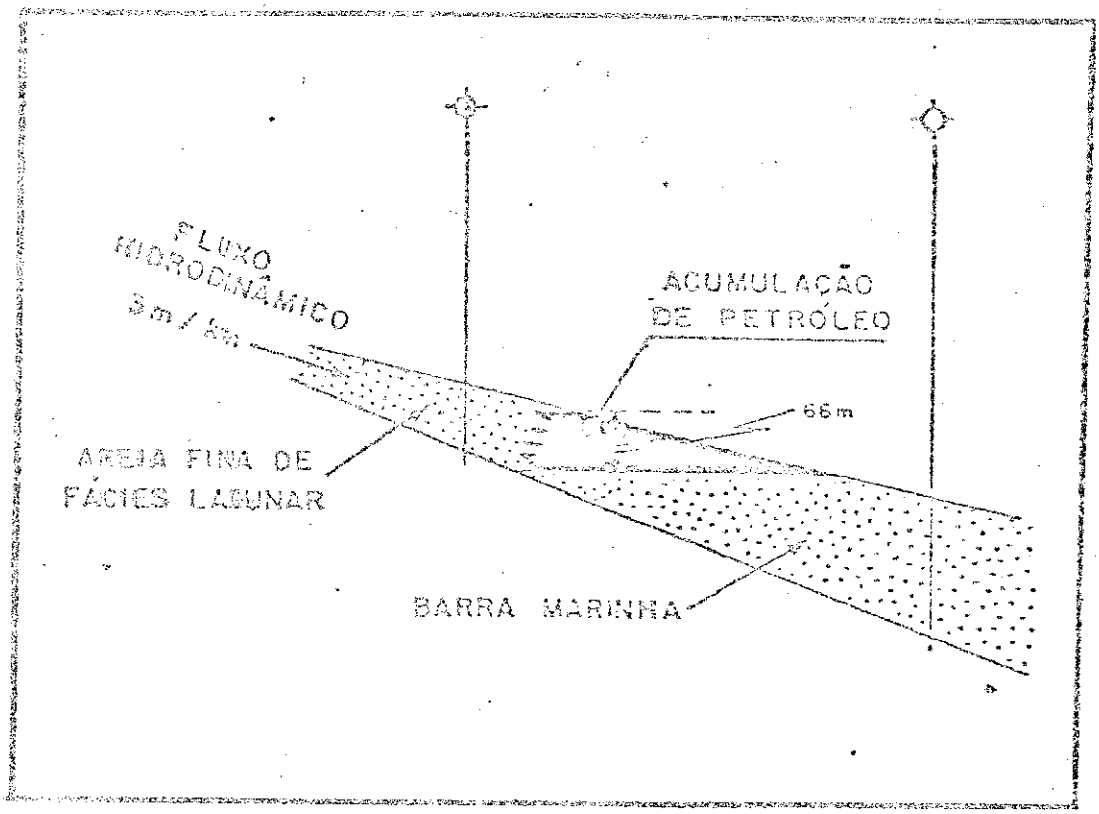


Fig. 35 - Acumulação de petróleo associada à barreira de permeabilidade e fluxo hidrodinâmico (adaptada de Berg, 1975).

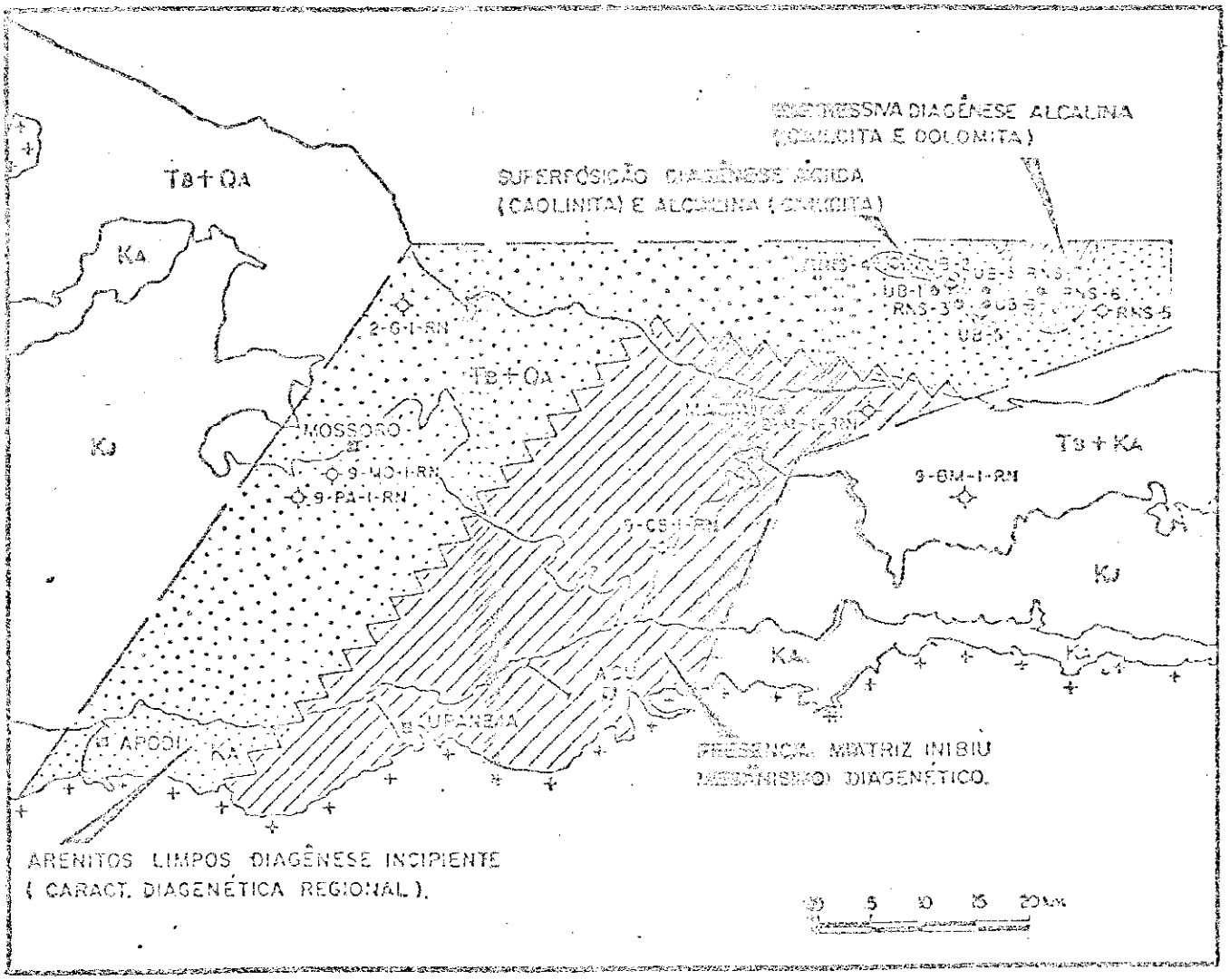


Fig. 36 - Províncias diagenéticas da formação Açu - Bacia Potiguar (Meyer et alii, 1975).

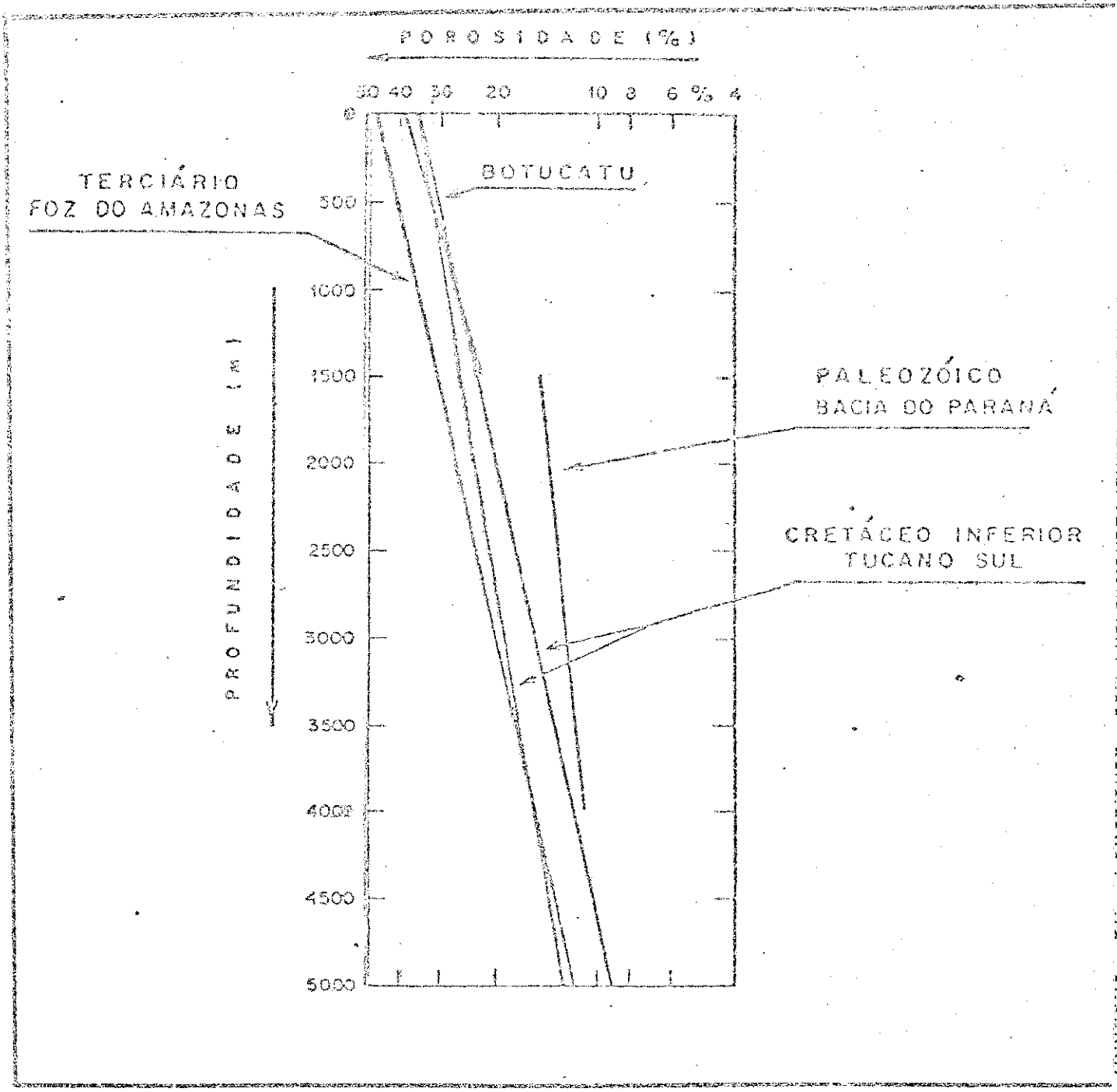
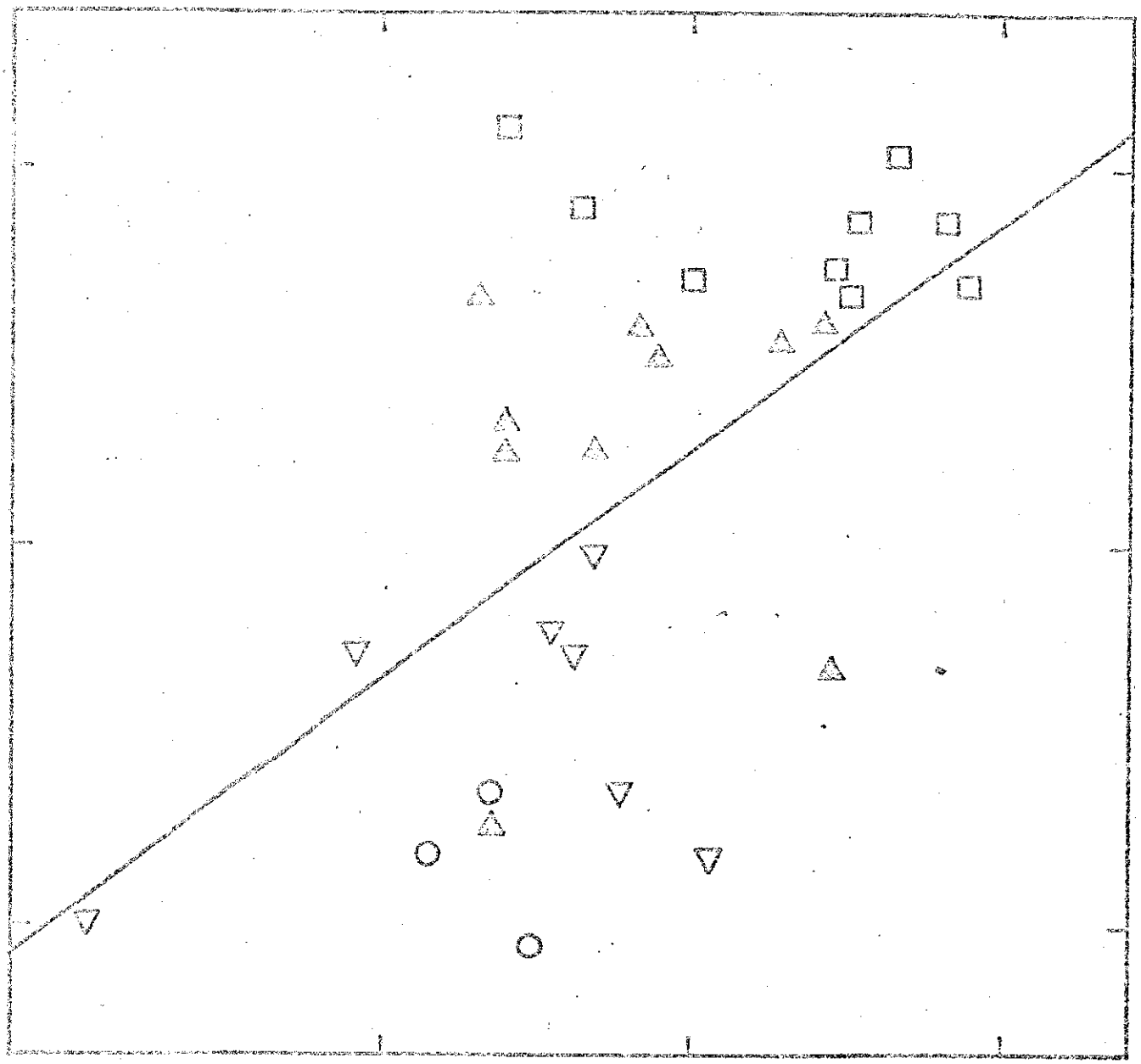


Fig. 37- Gráfico mostrando variação de porosidade com profundidade em reservatórios de idades diferentes (adaptado de Franke e V. Silva, 1975).

RELAÇÃO ENTRE TAMANHO E CONTEUDO DE QUARTZO

(DAVIES e ETHRIDGE, 1975)



○ LOWER SHOREFACE

△ MIDDLE SHOREFACE

□ UPPER SHOREFACE-BEACH

▽ WASHOVER

Fig. 38

RELAÇÃO ENTRE TAMANHO E CONTEUDO DE QUARTZO

(DAVIES E ETHRIDGE, 1975)

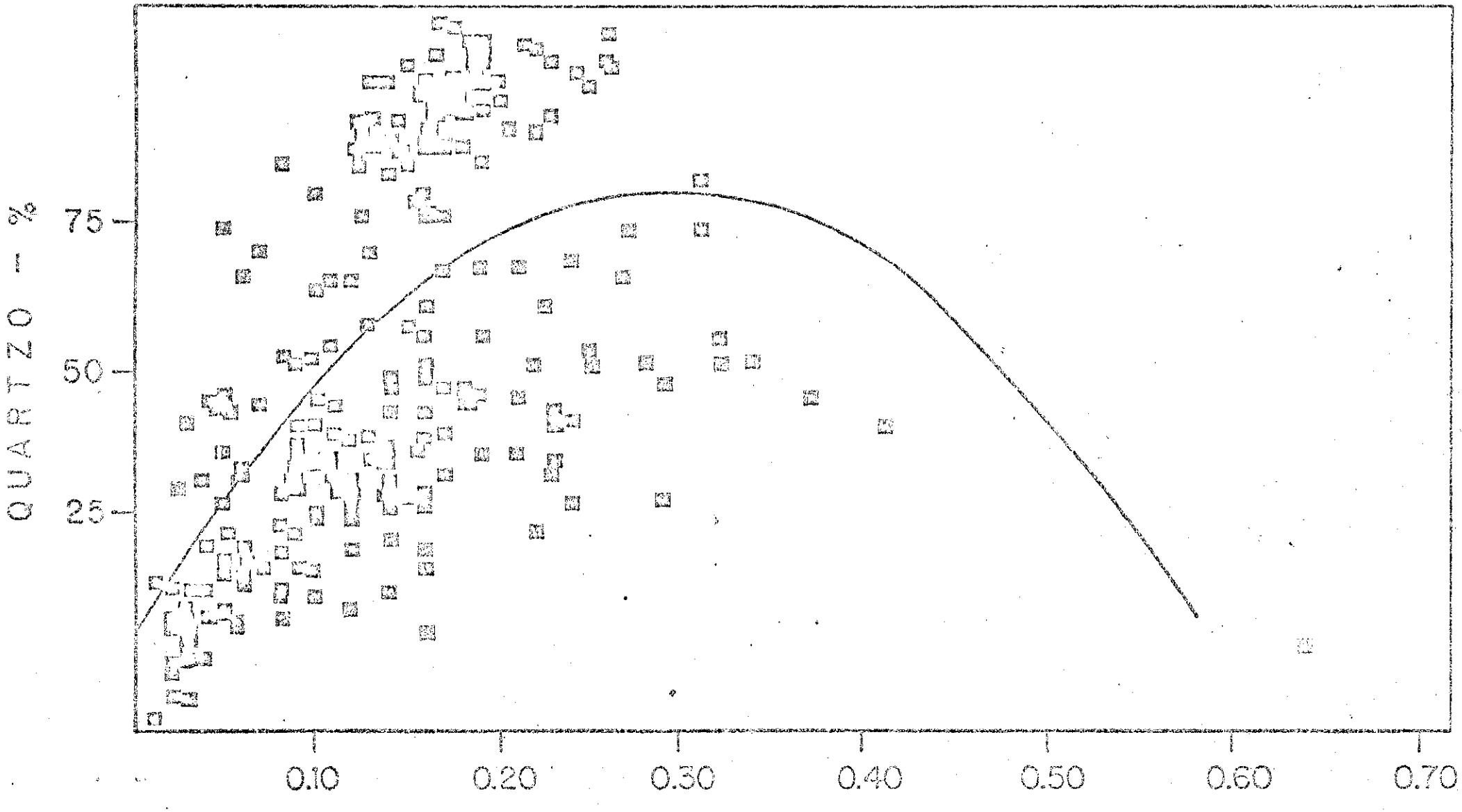


Fig. 39

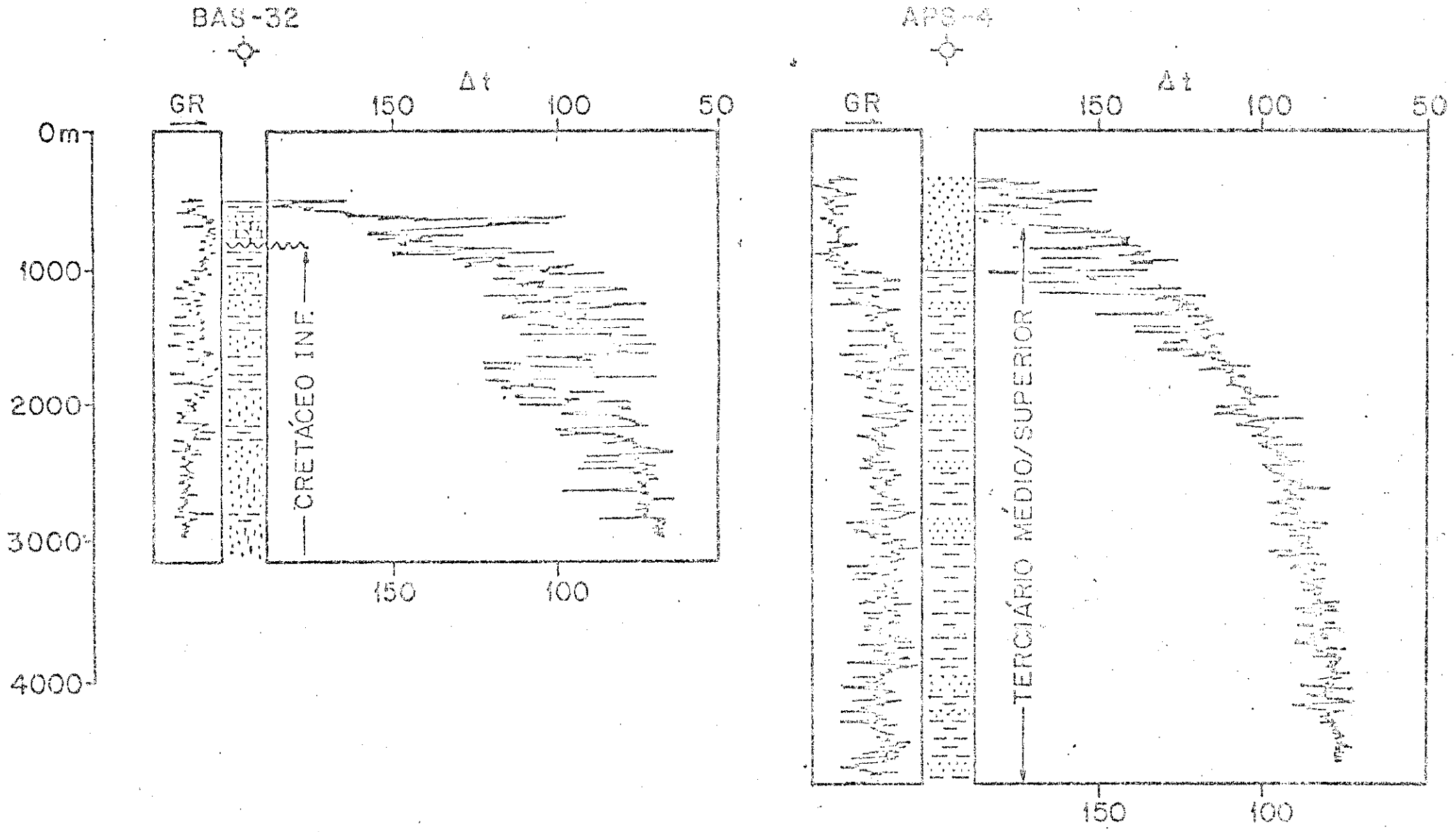
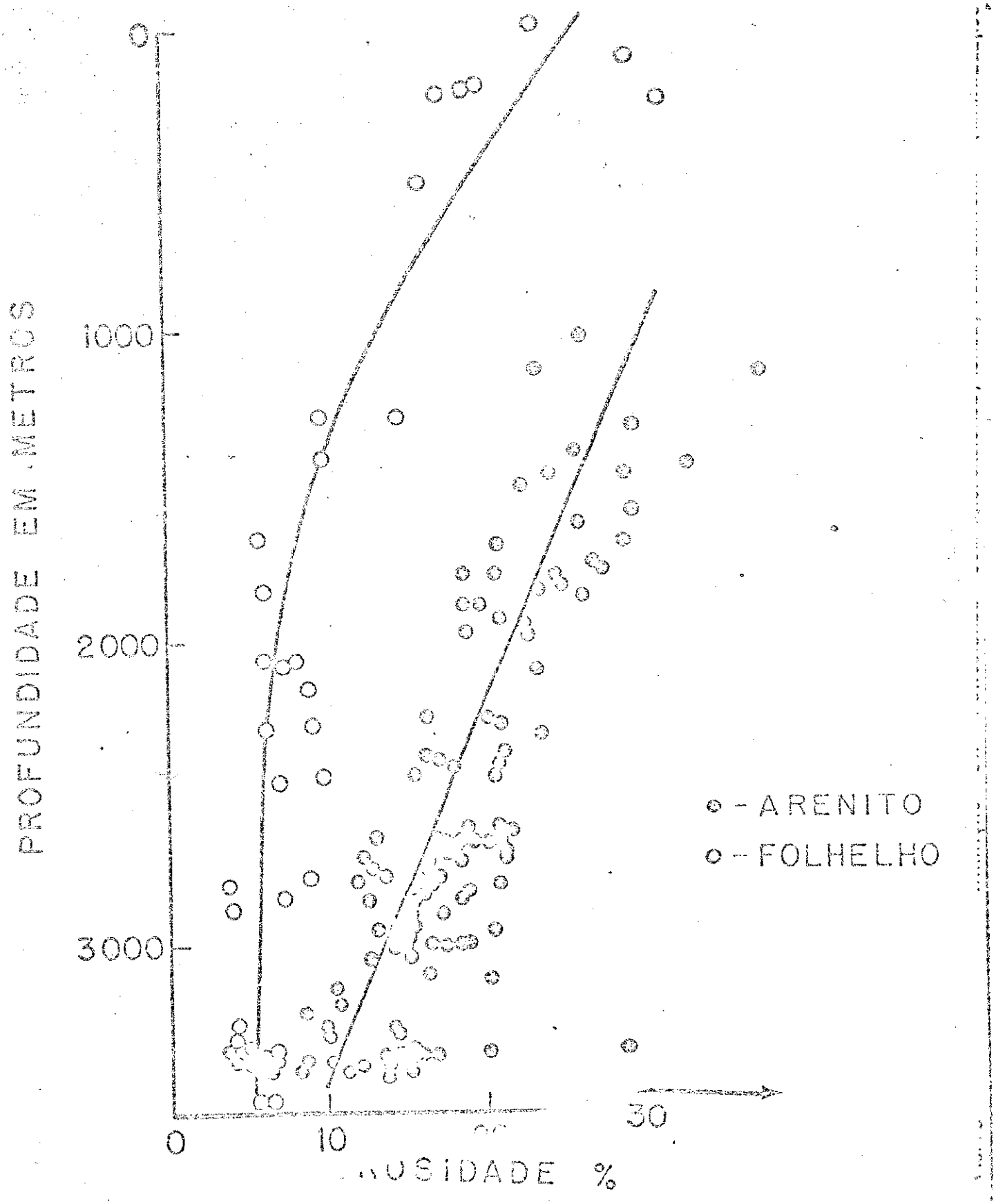


FIG. - 40

DIMINUIÇÃO DA POROSIDADE (Δt): COM A PROFUNDIDADE PARA UM MESMO POÇO E COM A IDADE PARA MESMAS PROFUNDIDADES

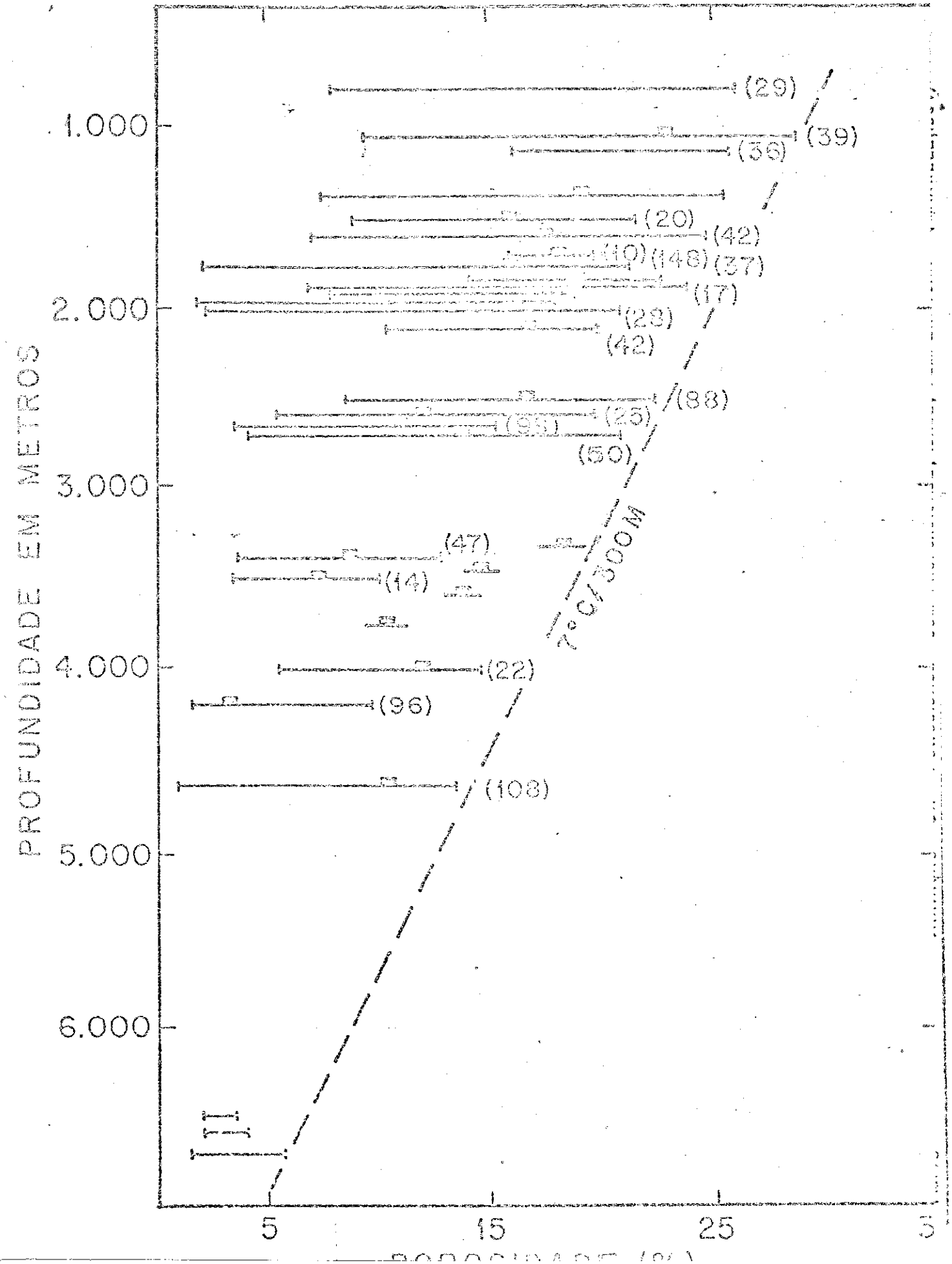
VARIAÇÃO DA POROSIDADE COM A PROFUNDIDADE EM ROCHAS DO CRETÁCEO

(PROSHLYAKOV, 1960 – MAXWELL, 1964)



DE ARENITOS COM A PROFUNDIDADE

(MAXWELL, 1964)



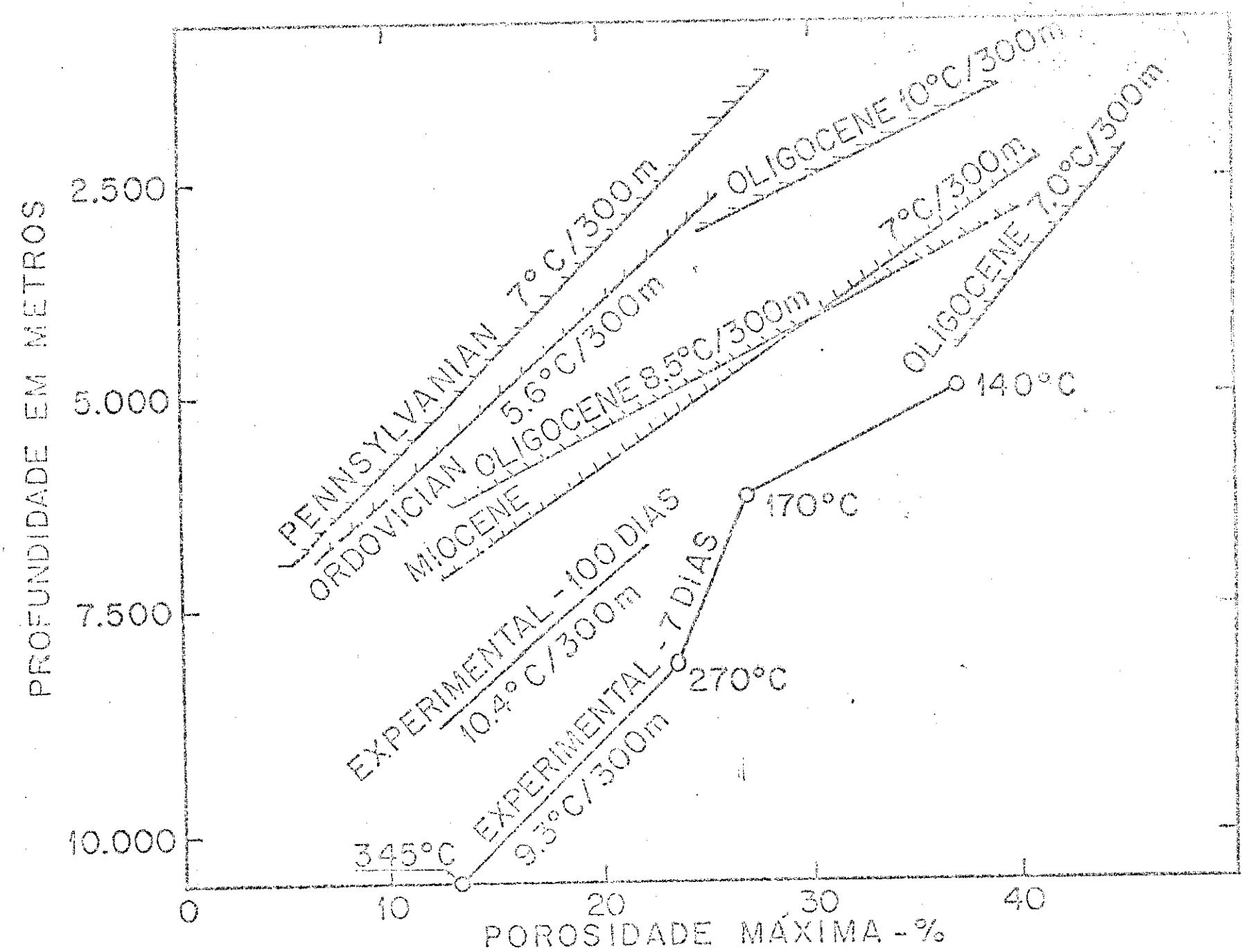
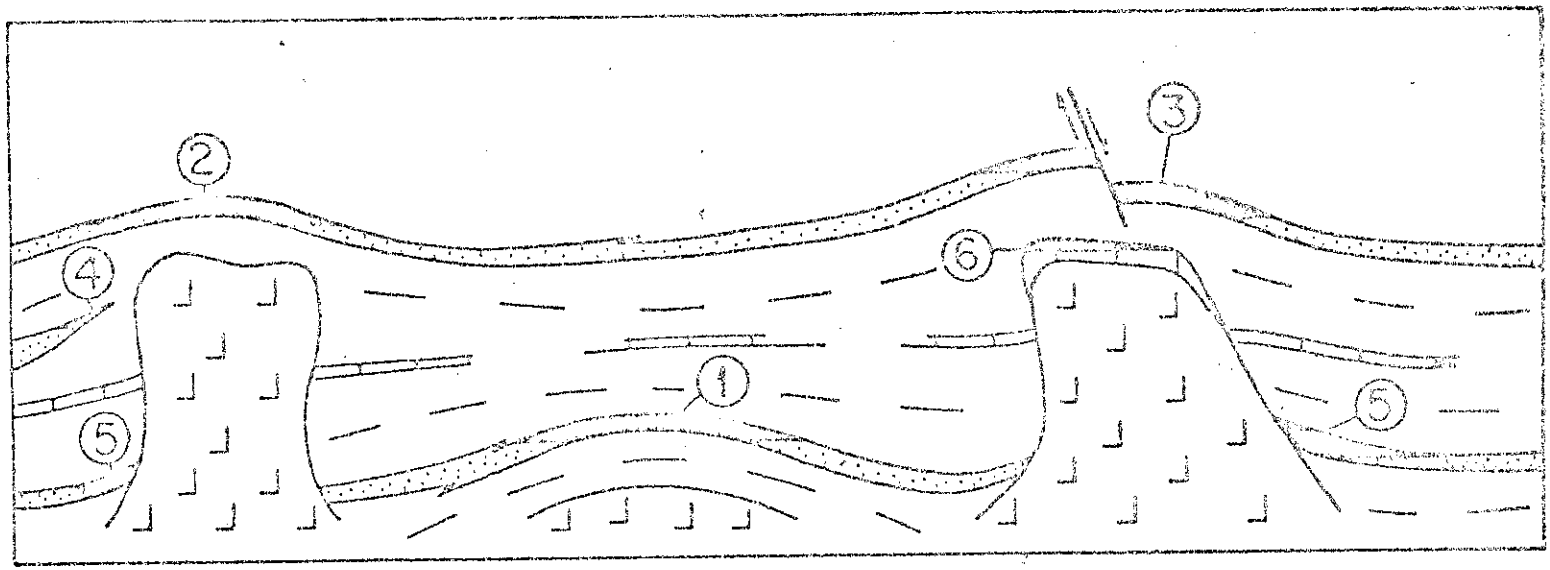


FIG.43 VARIAÇÃO DA POROSIDADE COM PROFUNDIDADE, IDADE, TEMPERATURA (MAXWELL, 1964)



① ESTRUTURA TIPO DORSO DE TARTARUGA COM SAL RESIDUAL

② ANTICLINAL SIMPLES SOBRE O DOMO

③ ANTICLINAL FALHADA SOBRE O DOMO

④ ADELGAÇAMENTO DE LENTES NO FLANCO DO DOMO

⑤ TRUNCAMENTO COM ARRASTO CONTRA PAREDE DO DOMO

⑥ ROCHA-CAPA POROSA

Fig. 44 - Tipos de acumulações associadas a domos de sal.

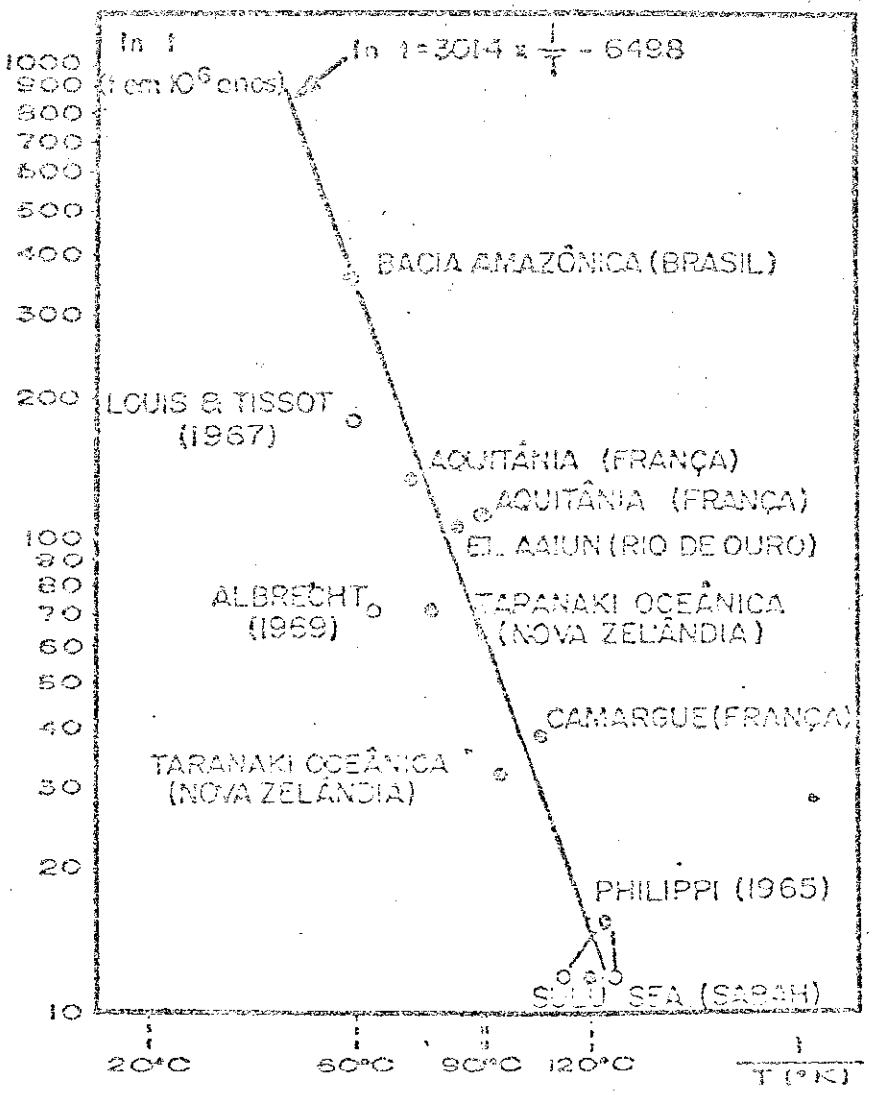


Fig. 45 - Gráfico Tempo x Temperatura em diferentes bacias sedimentares (adaptado de Connan, 1974).

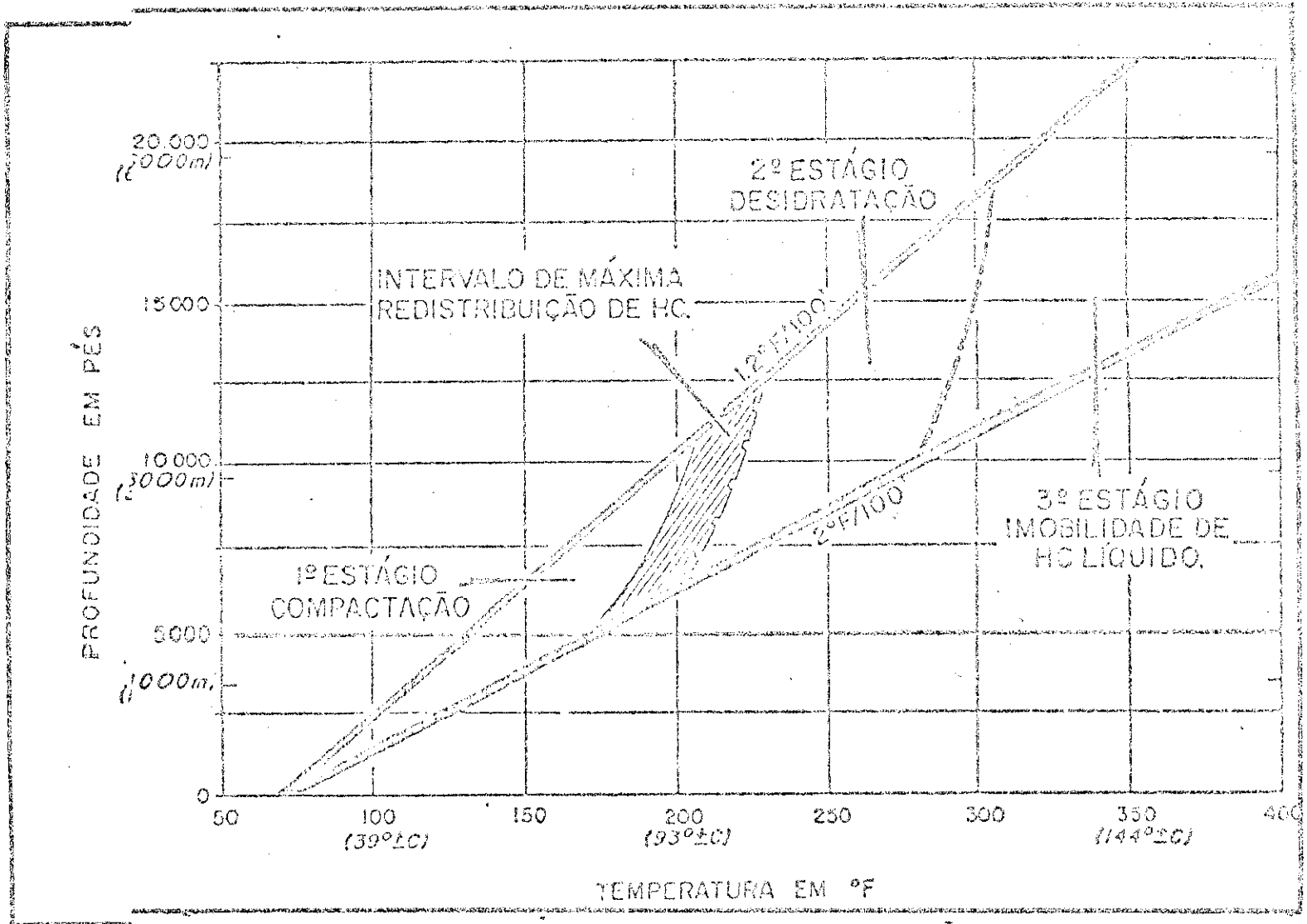


Fig. 47- Gráfico mostrando os estágios da geração de hidrocarbonetos em relação à profundidade x temperatura (adaptado de Hurst, 1969).

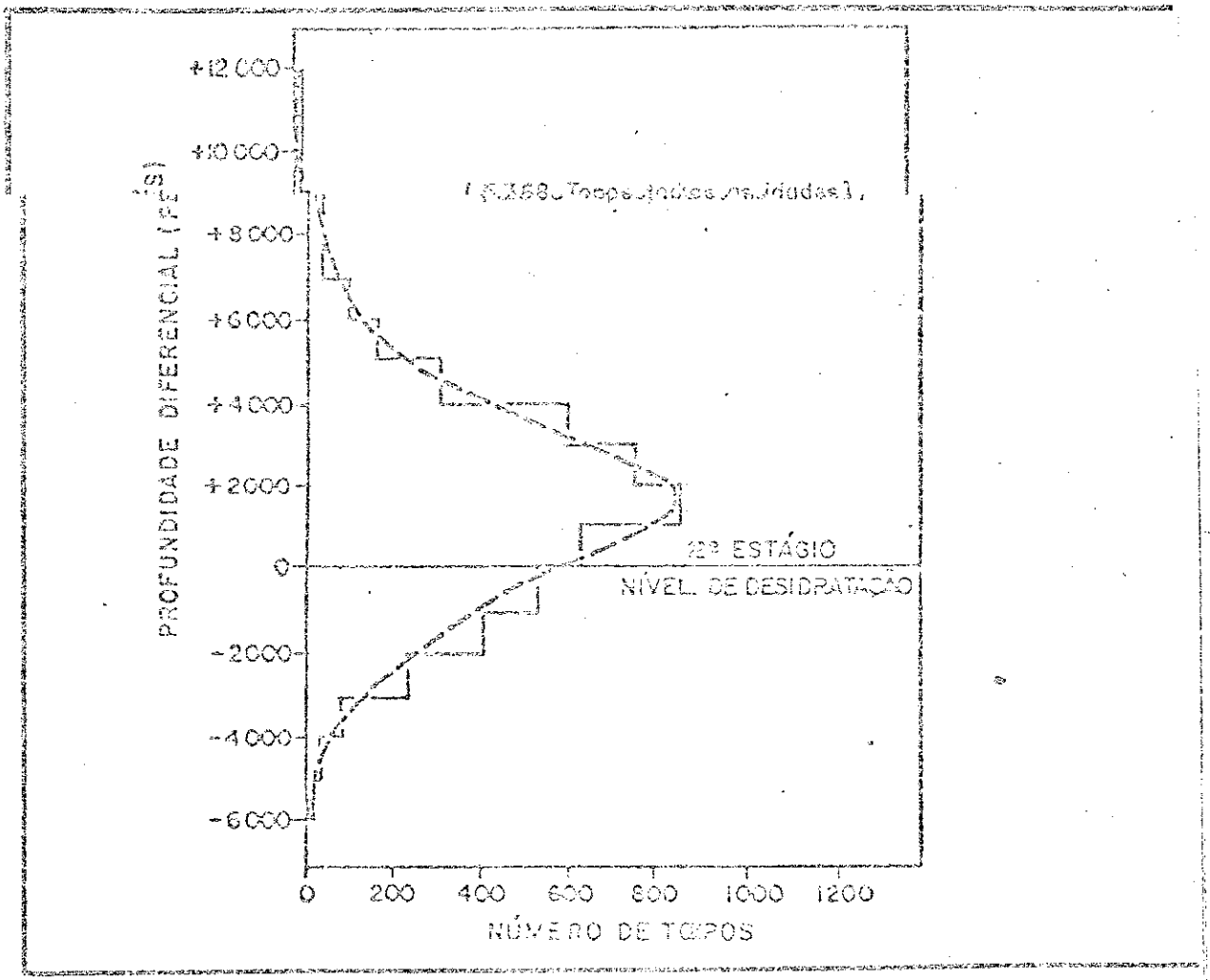


Fig. 48 - Gráfico da distância vertical entre as zonas produtoras e o nível de desidratação das argilas no Golfo do México. Klemme, 1969.

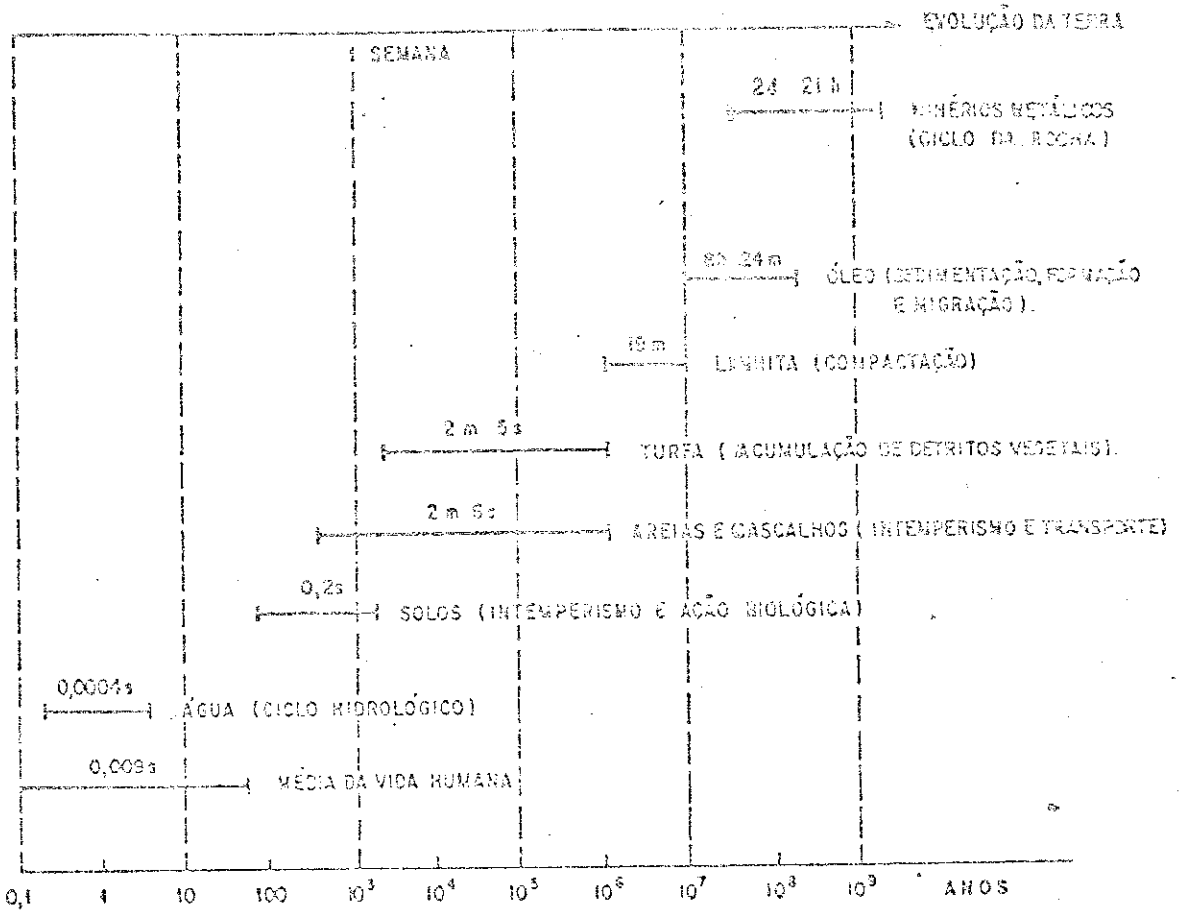


FIG. 49– COMPARAÇÃO DOS TEMPOS DE FORMAÇÃO DE VÁRIOS RECURSOS FÍSICOS. O TEMPO É MOSTRADO EM ESCALA LOGARÍTIVICA. PARA FACILITAR AS COMPARAÇÕES, OS TEMPOS DE DURAÇÃO TAMBÉM SÃO EXPRESSOS NUMA ESCALA QUE COMPRIME A EVOLUÇÃO DA TERRA A UMA SEMANA. (ADAPTADO DE DRURY, 1972).

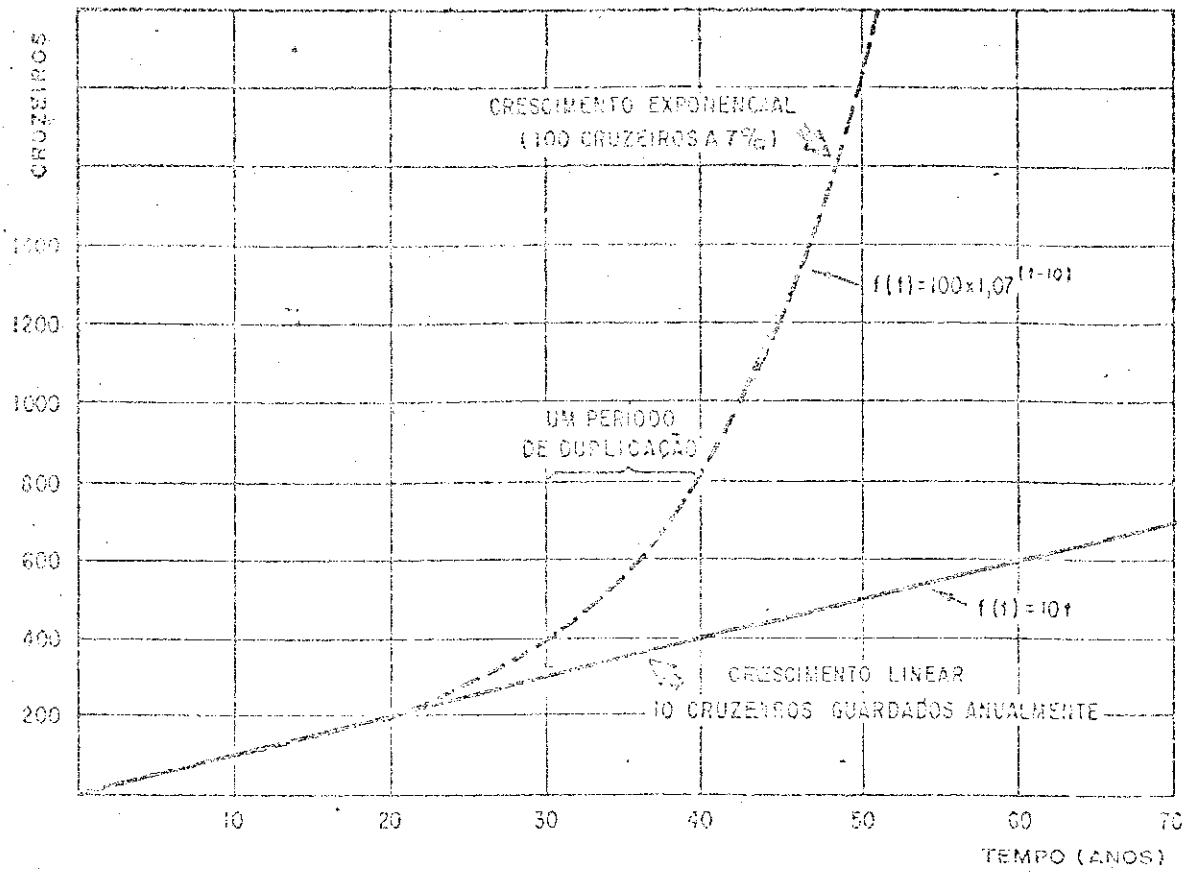


FIG. 50 – GRÁFICO COMPARATIVO DAS FUNÇÕES $f(t) = 10t$ e $f(t) = 100 \times 1{,}07^{(t-10)}$

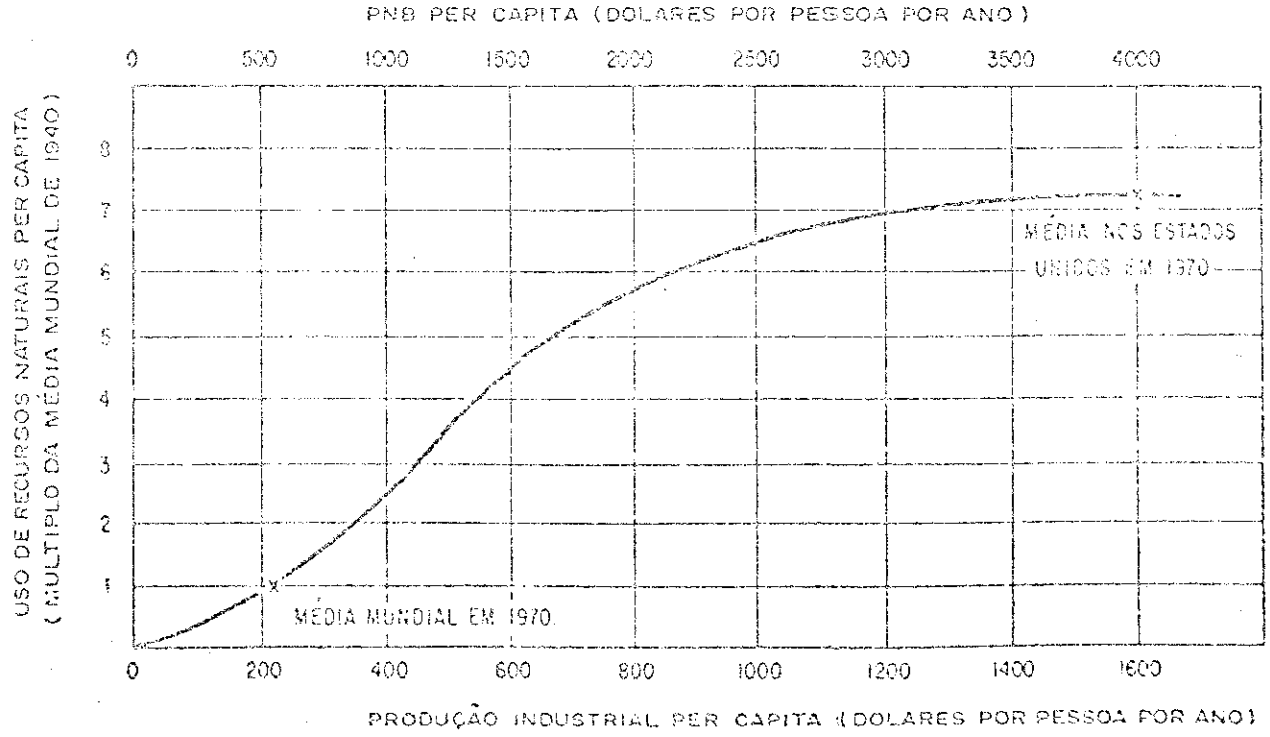


FIG. 51 – RELAÇÃO MODELO ADMITIDA ENTRE OS RECURSOS NATURAIS CONSUMIDOS POR PESSOA E A PRODUÇÃO INDUSTRIAL POR PESSOA. (ADAPTADO DE MEADOWS ET AL, 1972).

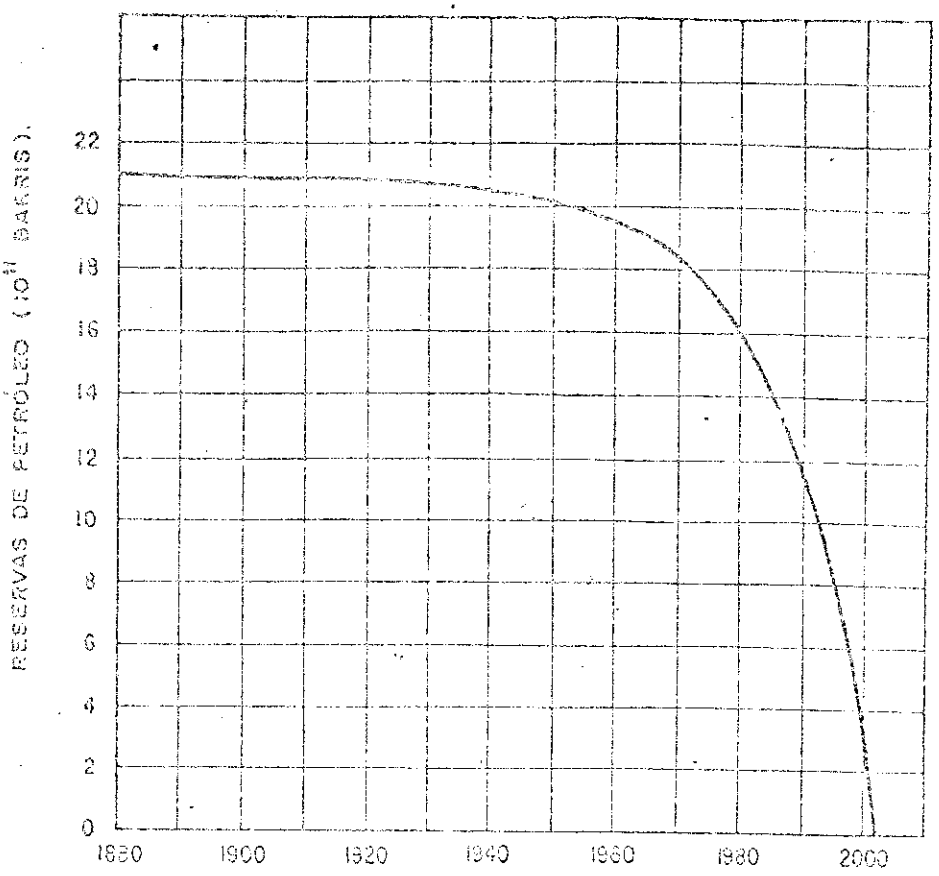


FIG. 52 - DECLÍNIO DA RESERVA MUNDIAL DE PETRÓLEO, ASSUMINDO CRESCIMENTO EXPONENCIAL DO CONSUMO DE 6,3% AO ANO (ADAPTADO DE DRURY, 1972).

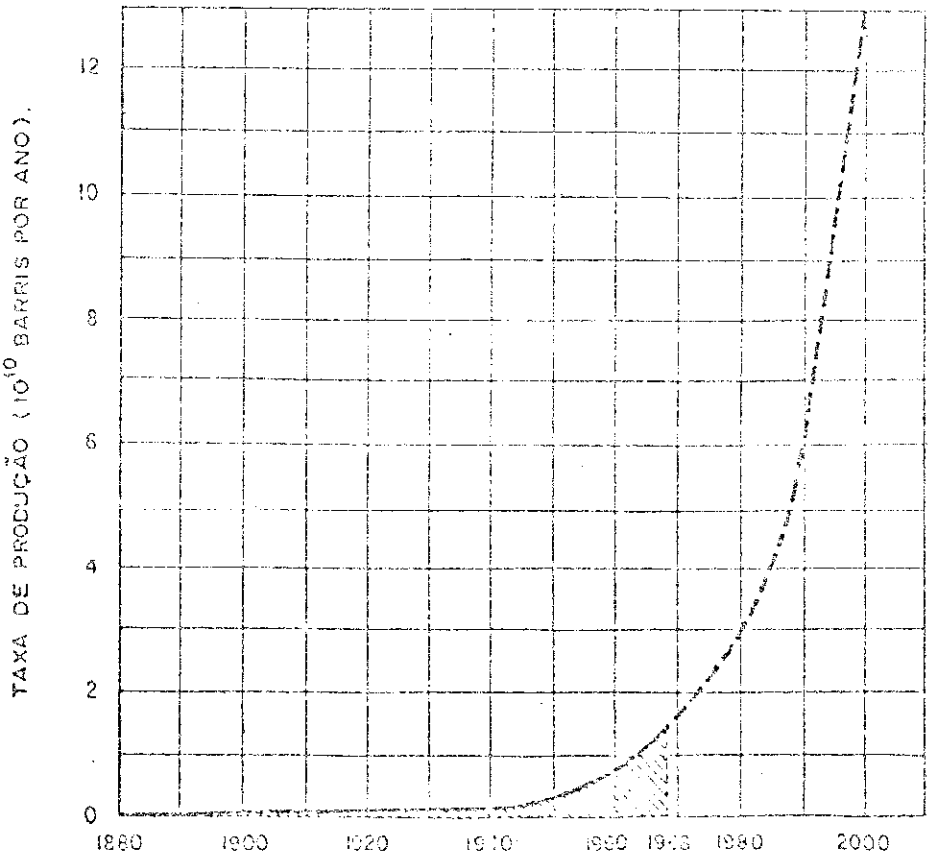


FIG. 53 - PRODUÇÃO MUNDIAL DE PETRÓLEO, SEU COMPORTAMENTO E PROJEÇÃO EXPONENCIAL PARA O ANO 2000. (ADAPTADO DE DRURY, 1972).

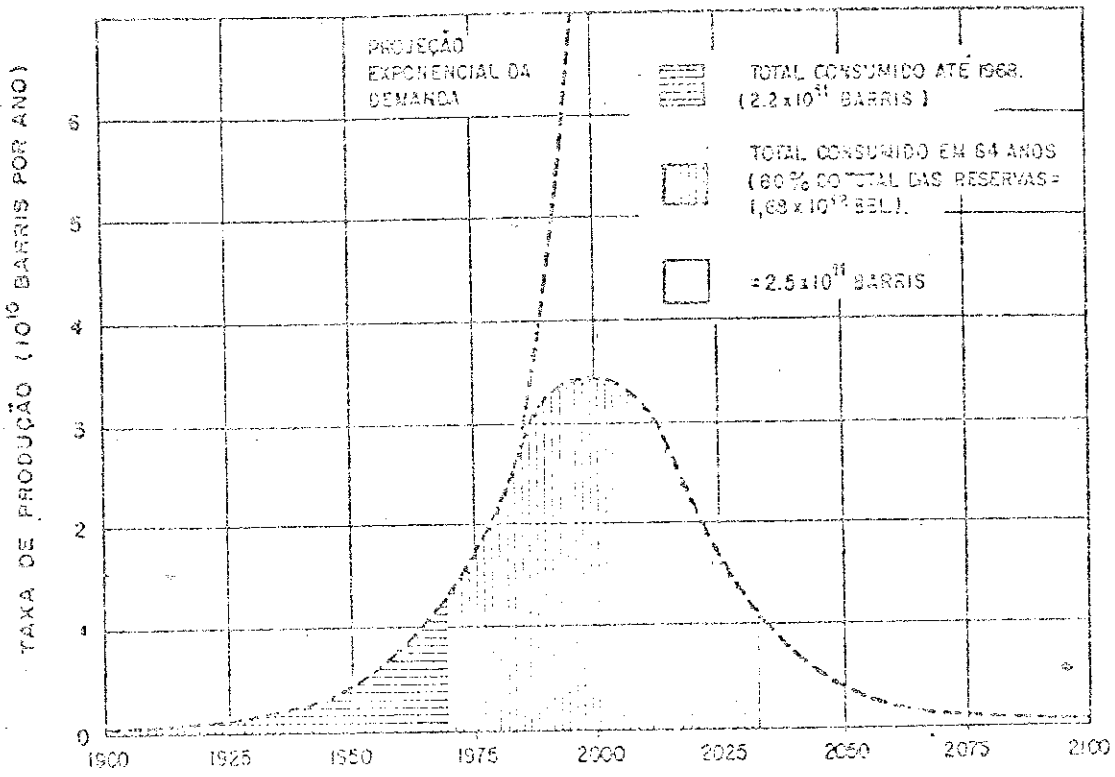


FIG. 54 - CICLO COMPLETO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO. (ADAPTADO DE DRURY, 1972).

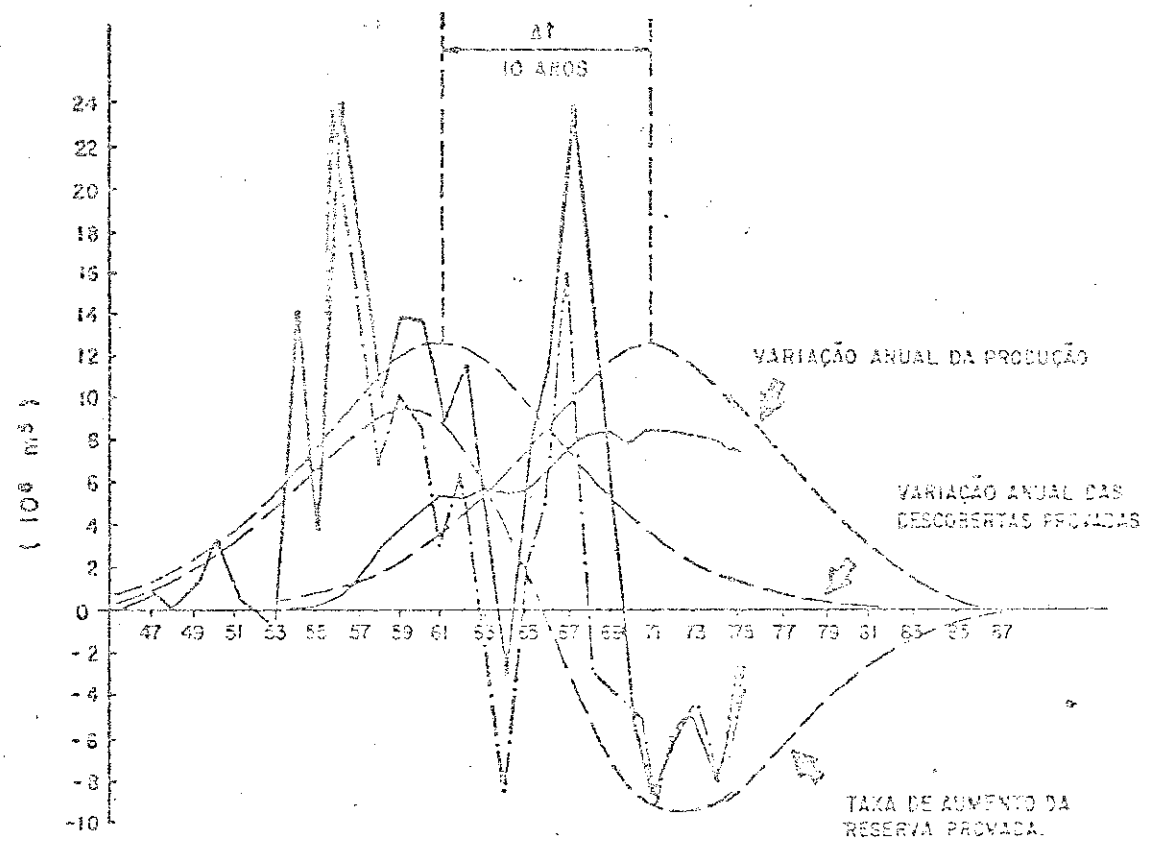


FIG. 55 - VARIAÇÃO ANUAL DA DESCOBERTA PROVADA, DA PRODUÇÃO E DA RESERVA NA BACIA DO RECÔNCAVO. (ADAPTADO DE VIEIRA E WEYLER, 1968).

PAÍSES PROVINCIAS	CAMPOS E RESERVAS RECUPERÁVEIS PRIMÁRIAS (Milhões de Barris)					
	1,400 — 3,500		3,500 — 5,600		SUPER GIGANTES DE 5,600 até 7,000 ou acima	
Mar do Norte (Setor da Noruega)					Ekofisk	7,000
Arábia	Murban-Bu Hasa	3,000	Wafra	4,500	Ghawar	75,000
	Dukhan	2,400	North Rumaila	5,000	Burgan	66,000
	Qatar	1,900			Safaniya-Khafji	25,000
	Umm Shaif	2,200	Sabriya	4,000	Dammam	5,500
	Idd-el-Shargi	2,100			Abqaiq	12,000
	Murban-Bab	2,000			Manifa	11,000
	Minagish	2,000			Qatif	9,000
	Sassan	1,500			Fereidoon-Marjan	10,000
					Raudhatain	7,700
					Khursaniyah	6,500
					Abu Safah	6,500
					Khurais	6,400
					Berri	5,900
					Rumaila	13,600
Irã - Iraque	Faris	3,000	Rag-e Safid	4,500	Kirkuk	15,000
	Mansuri	1,750			Marun	10,500
	Haft Khel	2,000	Pazanan	3,500	Agha Jari	9,500
	Masjid-i-Suleiman	1,900	Bibi Hakimeh	4,500	Gachsaran	9,500
	Zubair	1,900			Ahwaz	6,800
Argélia Sahara			Rhourde-el Baguel	4,000	Hassi Messaoud	5,600
Líbia Bacia do Sirte	Amal, maior que	1,250			Sarir	8,000
	Nafoora, maior que	1,250				
	Augila, maior que	1,250				
	Zelten	2,200				
	Giala	2,000				
	Defa	2,000				
	Intersor "A"	1,500				
República Árabe do Egito	El Morgan	2,500				
	Amal	2,500				
Indonésia	Seria	1,750	Minas,	4,000		
Canadá	Pembina	1,800				
EUA Ártico					Prudhoe Bay	20,000
Wichita	Panhandle	1,650				
Bacia Permiana	Scurry-Snyder-Diamond	1,680				
Califórnia	Wilmington	2,600				
Golfo do Mexico					East Texas	6,000
Mexico	Poza Rica	2,700				
	Naranjos-Cerro Azul,	1,400				
Venezuela Maracaibo	Lamar	1,960			Coastal Bolivar	30,000
Rússia	12		4		2	
TOTAL	42		12		27	

Uspenskaya, 197[illegible]

Tabela I

PAÍSES PROVINCIAS	CAMPOS E RESERVAS RECUPERÁVEIS PRIMÁRIAS (Trilhões de pés cúbicos)					
	8 — 21		21 — 36		SUPER GIGANTES MAIOR QUE 36	
Rússia						
Sibéria	Gubkinskoe	12.3	Yamburgskoe	21	Urengoi,	140
	Komsomol'skoe	13.4			Sapolyarnoe,	53
Turan	Gazli	17.6			Medvezh'e,	53
Pre-Ural	Vuktyl	17.6			Shatlyk (Shakhitly),	42
Dnepr-Pripyat	Shebelinka	16.4				
Volga-Ural					Orenburg,	42
Mar do Norte						
(Setor Britânico)	Leman	12.0				
Holanda					Groningen,	65
Argélia					Hassi R'Mel,	70
Líbia						
Golfo de Sirte	Khaleiba	12.0				
Arábia	Bahrain	20.0				
Irã	Khangiran	18.0			Pazanan,	50
EUA						
Interior Oeste					Hugoton-Panhandle,	70
Sul das Rochosas	Blanco basin	11.0				
Bacia Permiana	Gomez	8.0				
TOTAL	11		1		9	

Tabela II - Campos gigantes de gás (Uspenskaya, 1972).

a) — Presença de rochas reservatório;

b) — Presença de rochas geradoras de petróleo;

c) — Existência de rochas impermeáveis, capeadoras dos reservatórios;

d) — Associação adequada entre rochas geradoras e os reservatórios;

e) — Existência de uma trapa seja do tipo estrutural, estratigráfica ou combinada;

f) — Relação temporal adequada entre a formação da trapa e a migração do petróleo de suas matrizes.

$$A = 0,9 \times 0,5 \times 1,0 \times 1,0 \times 0,8 \times 0,7 = 0,252 \ (25.2\%)$$

Tabela III - Condições básicas para a existência de uma acumulação de petróleo (A).

	PROSPECTO	FATORES QUE CONTROLAM A OCORRÊNCIA DE PETRÓLEO (A)	CAPACIDADE MÉDIA DAS TRAPAS (B)	NÚMERO POTENCIAL DE TRAPAS (C)	ÍNDICE DE CONCENTRAÇÃO (A.B.)	ÍNDICE ABSOLUTO DE PROSPECTIVIDADE (A.B.C.)	ÍNDICE RELATIVO DE PROSPECTIVIDADE (A.B.C.%)
TERCIÁRIO	AREIAS DE ÁGUAS PROFUNDAS	0,25	16,0	10	4,0	40	17,0
	BANCOS CARBONÁTICOS	0,20	12,0	20	2,4	48	20,5
CRETÁCEO	CARBONATOS	0,30	10,0	12	3,0	36	15,5
	ARENITOS ESTRUTURADOS	0,40	15,0	18	6,0	108	46,0
PRÉ-CRETÁCEO	FRATURAS DO EMBASAMENTO	0,02	20,0	2	0,4	0,8	0,34
	ARENITOS PRÉ-DISCORDÂNCIA	0,04	8,0	5	0,32	1,6	0,66

Tabela IV - Parâmetros utilizados na avaliação de uma bacia por prospecto.

	QUARTZO	MICA	FELDS-PATO	LÍTICOS	MATRIZ	ACESSÓRIOS E CIMENTO	TAMANHO MÉDIO DE QUARTZO EM . PHI (MM)	DESVIO PADRÃO DO TAMANHO DE QUARTZO
BAÍA-MANGUE	6.6	0.4	0.4	0.5	46.6	45.6	4.75 (0.04)	0.76
FRENTE DELTAICA	39.3	2.3	5.2	6.7	27.6	18.4	3.50 (0.03)	0.58
PRODELTA	13.9	1.1	1.6	0.6	78.8	3.5	4.67 (0.04)	0.68
MÉDIA GERAL	19.6	1.3	2.4	2.2	52.6	21.3	4.36 (0.05)	0.67
DESVIO PADRÃO GERAL	15.8	1.4	2.6	3.2	34.4	33.6	0.72	0.17

TAB. - V : Composição e textura de rochas deltáicas - números expressos em porcentagem (Davies et Ethridge, 1975).

VARIAÇÃO DA POROSIDADE %
COM O DIÂMETRO E SELEÇÃO DE AREIAS LIMPAS

(BEARD E WEYL, 1973)

TAMANHO → / SELEÇÃO ↓	GROSSO		MÉDIO		FINO		MUITO FINO		POROSIDADE MÉDIA	DESVIO PADRÃO
	SUP.	INF.	SUP.	INF.	SUP.	INF.	SUP.	INF.		
EXTREMAMENTE BOA	43.1	42.8	41.7	41.3	41.3	43.5	42.3	43.0	42.4	0.8
MUITO BOA	40.8	41.5	40.2	40.2	39.8	40.8	41.2	41.8	40.8	0.6
BOA	38.0	38.4	38.1	38.8	39.1	39.7	40.2	39.8	39.0	0.8
MODERADA	32.4	33.3	34.2	34.9	33.9	34.3	35.6	33.1	34.0	1.0
POBRE	27.1	29.8	31.5	31.3	30.4	31.0	30.5	34.2	30.7	1.8
MUITO POBRE	28.6	25.2	25.8	23.4	28.5	29.0	30.1	32.5	27.9	2.8
POROSIDADE MÉDIA	35.0	35.2	35.3	35.0	35.5	36.4	36.7	37.4		
DESVIO PADRÃO ϕ	6.0	6.3	5.5	6.2	4.9	5.3	5.0	4.2		

TABELA VI

VARIAÇÃO DA PERMEABILIDADE (DARCYS)
COM O DIÂMETRO E SELEÇÃO DE AREIAS LIMPAS

(BEARD E WEYL, 1973)

TAMANHO →	GROSSO		MÉDIO		FINO		MUITO FINO	
SELEÇÃO ↓	SUP.	INF.	SUP.	INF.	SUP.	INF.	SUP.	INF.
EXTREMAMENTE BOA	475	238	119	59	30	15	7.4	3.7
MUITO BOA	458	239	115	57	29	14	7.2	3.6
BOA	302	151	76	38	19	9.4	4.7	2.4
MODERADA	110	55	28	14	7.0	3.5	2.1	1.1
POBRE	45	23	12	6.0	3.7	1.9	0.93	0.46
MUITO POBRE	14	7.0	3.5	1.7	0.83	0.42	0.21	0.10

TABELA VII

1	2	3	4			5	6
			a	b	c		
ALUMINIO	$1,17 \times 10^9$ t	100	7.7	6.4	5.1	31	55
CROMO	$7,74 \times 10^8$ t	420	3.3	2.6	2.0	95	154
CARVÃO	$5,60 \times 10^{12}$ t	2300	5.3	4.1	3.0	111	150
COBALTO	$4,82 \times 10^9$ lb	110	2.0	1.5	1.0	60	148
COBRE	$3,08 \times 10^8$ t	35	5.8	4.6	3.4	21	48
OURO	$3,53 \times 10^8$ PESO TROY	11	4.8	4.1	3.4	9	29
FERRO	$1,00 \times 10^{11}$ t	240	2.3	1.8	1.3	53	175
CHUMBO	$9,10 \times 10^7$ t	26	3.4	2.0	1.7	21	64
MANGANÊS	$8,00 \times 10^8$ t	97	3.5	2.9	2.4	46	94
MERCURIO	$3,35 \times 10^6$ FRASCOS	13	3.1	2.6	2.2	13	41
MOLIBDENO	$1,03 \times 10^{10}$ lb	79	5.0	4.5	4.0	34	65
GÁS NATURAL	$1,14 \times 10^{15}$ PES^3	38	5.5	4.7	3.9	22	49
NÍQUEL	$1,47 \times 10^{11}$ lb	150	4.0	3.4	2.8	53	96
PETRÓLEO	$4,55 \times 10^{11}$ BBL	31	4.9	3.9	2.9	20	50
GR. DA PLATINA	$4,29 \times 10^8$ PESO TROY	130	4.5	3.8	3.1	43	85
PRATA	$5,50 \times 10^9$ PESO TROY	16	4.0	2.7	1.5	13	42
ESTANHO	$4,30 \times 10^6$ t. lg	17	2.3	1.1	0	15	61
TUNGSTÊNIO	$2,90 \times 10^9$ lb	40	2.9	2.5	2.1	28	72
ZINCO	$1,25 \times 10^6$ t	23	3.3	2.9	2.5	16	50

TABELA VII - RECURSOS NATURAIS NÃO-RENOVÁVEIS CONSIDERADOS MAIS IMPORTANTES PARA A INDUSTRIA (ADAPTADO DE MEADOWS ET AL, 1972)

OBSERVAÇÕES:

I) 1 = RESERVAS
II) 2 = RESERVAS CONHECIDAS
III) 3 = ÍNDICE ESTÁTICO (ANOS)
IV) 4 = TAXA PROJETADA DE CRESCIMENTO (%ANUAL)

a : ALTA
b : MÉDIA
c : BAIXA

V) 5 = ÍNDICE EXPONENCIAL (ANOS)
VI) 6 = ÍNDICE EXPONENCIAL CALCULADO COM A QUINTUPLICAÇÃO DAS RESERVAS CONHECIDAS (ANOS).